Règles SSYf v6 | Document de réponse à la consultation

Nom de l'acteur : Toutes Réponses

Nom de l'acteur	Article concerné	Type de commentaire (fond/forme)	Commentaire	Proposition de modification	Réponse de RTE
CNR	§5.2 Critères d'aptitude	**Fond**	**CNR juge prématuré la suppression unilatérale de la référence au scénario dimensionnant et ces références dans les règles sans dispositions transitoires concertées. CNR demande, avant validation finale des règles, une réelle concertation sur les modalités pratiques de plan d'action, de mise en œuvre, de formalisation, de timing adapté comme les autres acteurs peuvent posséder pour d'autres actifs dans les dispositions transitoires et leurs évolutions**. Il s'agit d'une **demande d'équité de concertation dans les dispositions transitoires et plan d'action** comme il a toujours existé historiquement et qui existe pour les nouveaux actifs depuis plusieurs années (et de manière détaillée dans ces règles V6). Eléments de contexte (et sans revenir dans le détail sur notre interprétation de sur-exigence) : 1)Ce changement est très impactant et très rapide. 2)CNR est mise au pied du mur sous contraintes, timing, temps de ressources inadaptés, non réellement concertés. A noter que le besoin CNR est d'ajouter quelques mois supplémentaires (à la date du 01/01/2021) et de clarifier une mise en œuvre et une formalisation pratique adaptée. Ces quelques mois supplémentaires sont un minimum pour une clarification concrète tout en tenant compte d'un minimum de temps de ressources/disponibilité machines pour un minimum d'analyse de certains sites. CNR avait alerté en amont d'un besoin de visibilité afin d'anticiper au plus tôt les sous-jacents possibles et afin de définir une réelle concertation sur les modalités des dispositions transitoires. CNR demande que ce dialogue se poursuive en intégrant bien l'ensemble de la réalité des contraintes des actifs et des demandes de formalisation en étude par RTE 3)Un temps non négligeable est demandé pour participer à une clarification formelle sur les éléments de certification, refaire des rapports. Temps qui n'est alors pas utilisé par l'acteur pour permettre de faire un minimum de nouveau tests optimaux sur les sites et pour la rédaction des rapports techniques de ceux-ci 4)Le code SOGL doit, sans revenir dans le détail d'une telle évolution qui nous parait être une interprétation de sur-exigence, posséder des alinéas qui permettent de manager au niveau national les modalités de dispositions transitoires, de transposition sous plan d'action pour l'accompagnement vers ces cibles de sur- exigences. 5)Le contexte actuel covid-19 amène un arrêt des affaires terrain-essais en cours afin de garantir en priorité la sécurité des personnes et la sûreté tant hydraulique que celle du système électrique. L'ensemble des actions qui étaient prévues vont devoir être replanifiées dans les limites de futures possibilités (contexte hydraulique, disponibilités matérielles et ressources, urgence, etc…)	**Conservation de la référence au scénario dimensionnant avant modification ultérieure des règles détaillées-concrètes concertées <u>ou</u> intégration de l'évolution dans le chapitre des dispositions transitoires avec mise en œuvre et timing adapté et suivant une réelle consultation ad-hoc des acteurs au même titre (équité) que les dispositions transitoires consultées pour d'autres actifs avec les parties prenantes dédiées.**	RTE met en conformité les règles SSYf avec le règlement SOGL applicable à tous les moyens. A ce titre, les règles n'intègrent plus le scenario anciennement dimensionnant qui n'a plus de raison d'être. RTE propose l'établissement en bilatéral de mesures transitoires si nécessaire 1- 3- RTE propose de recertifier les groupes hydrauliques existants à hauteur de ce que le groupe peut répondre en FCR en 30 secondes sur un échelon de fréquence de +/- 200 mHz. Un abattement en volume de FCR connu de RTE au vu des performances connues et partagées avec les acteurs est donc à prévoir pour certains groupes hydrauliques à partir du 1er Janvier 2021. Au 1er Janvier 2021, seuls les volumes recertifiés en FCR 30 secondes devront être programmés par les acteurs et offerts à l'Appel d'Offre Européen. Comme indiqué en réunion bilatérale, RTE demande aux acteurs concernés de fournir le volume en MW livré en 30 secondes pour chacune de leur EDR sur un échelon de +/- 200 mHz avant fin juillet 2020, avec une justification papier. A défaut, RTE réduira la capacité certifiée en FCR de 70 % pour les EDR pour lesquelles aucune justification ne sera fournie à RTE. La règle des 70 % correspond à la réponse théorique en 30 secondes des groupes les plus lents autorisés suivant les règles de certification historiques. 4- RTE décline le code SOGL Et l'article 154 qui s'applique aux unités fournissant de la FCR. 5-RTE met en conformité ces règles SSYf avec le règlement SOGL applicable à tous les moyens. A ce titre, les règles n'intègrent plus le scenarios anciennement dimensionnant qui n'a plus de raison d'être. RTE propose l'établissement en bilatéral de mesure transitoire si nécessaires
CNR	§15.2.2.4.2, §15.2.2.4.3, §15.2.2.4.4, §15.2.2.4.5	**Fond**	Idem ci-dessus. CNR juge prématuré la suppression de ces références dans les règles sans dispositions transitoires concertées. CNR demande, avant validation finale des règles, une réelle concertation sur les modalités pratiques de plan d'action, de mise en œuvre, de formalisation, de timing adapté comme les autres acteurs peuvent posséder pour d'autres actifs dans les dispositions transitoires et leurs évolutions. Il s'agit d'une demande d'équité de concertation dans les dispositions transitoires et plan d'action comme il a toujours existé historiquement et qui existe pour les nouveaux actifs depuis plusieurs années (et de manière détaillée dans ces règles V6).	**Conservation des références avant modification ultérieure des règles détaillées-concrètes concertées <u>ou</u> intégration de l'évolution dans le chapitre des dispositions transitoires avec mise en œuvre et timing adapté et suivant une réelle consultation ad-hoc des acteurs au même titre (équité) que les dispositions transitoires consultées pour d'autres actifs avec les parties prenantes dédiées.**	RTE met en conformité les règles SSYf avec le règlement SOGL applicable à tous les moyens. A ce titre, les règles n'intègrent plus le scenario anciennement dimensionnant qui n'a plus de raison d'être. RTE propose l'établissement en bilatéral de mesures transitoires si nécessaire
CNR	§5.2 Critères d'aptitude	Fond	"le profil attendu de la réponse de la réserve primaire entre 15s et 30s doit être toujours supérieur à …" ==> Pour toute demande de caractéristique la réponse attendue est toujours demandée "<u>égale</u> ou supérieur à "	Rajouter "égale" conformément à l'ensemble des textes en vigueur.	OK rajouté
CNR	Annexe 16	Fond	A la dernière page dans le paragraphe "critères de conformité", il est noté "ti < 2s" et "un délai d'activation supérieur à 2s devra être justifié par des éléments techniques". Nous avons 2 remarques : 1) Ce niveau d'exigence ti<2s n'est pas demandé dans les codes et n'existait pas auparavant à ce niveau de surexigence, nous souhaitons que le niveau de contrainte réelle soit bien celle formalisé concrètement dans un tel jeu de règles 2) Dans le cadre d'agrégat ou d'architecture scada-automate-groupe dans l'asservissement des groupes électromécanique au signal N, ce niveau d'exigence n'est réellement pas possible, nous notons que la phrase "un délai d'activation supérieur à 2s devra être justifié par des éléments techniques" permet de valider cette contrainte réelle physique !!	Au vu des 2 commentaires décrits, nous demandons : 1) que le niveau réel d'exigence ti soit formalisé dans un tel jeu de règles sans exces de surexigences non règlementaires 2) la validation de notre interprétation de la phrase "un délai d'activation supérieur à 2s devra être justifié par des éléments techniques" en cohérence avec la réalité physique !!	RTE met en cohérence les règles avec la proposition de la DTR (Article 8.3.4 et la fiche F5 associée) concertée l'an dernier en déclinaison du code RFG. Notamment, techniquement, nous avons estimé que le délai d'activation n'a pas de raison d'être différent de celui pour le réglage primaire (il est bien question ici du début de la réaction lorsqu'un écart de fréquence est détecté). C'est la raison pour laquelle la valeur de 2s a été reprise ici. Si il y a une justification technique qui expliquerait une différence entre le délai d'activation du réglage primaire et du secondaire, RTE prendra en compte les éventuelles justifications.
VOLTALIS	8.4.2	fond	La proposition limite l'expérimentation agrégation+soutirage aux EDP soutirage dont les sites ont une puissance souscrite supérieure à 36 kVA. Cette limitation n'a pas de justification, RTE ne devant précisément considérer que les agrégats, et non leurs composantes unitaires. Voltalis rappelle qu'il est question ici d'un cadre expérimental qu'il faut donc, au contraire, élargir pour permettre le retour d'expérience le plus pertinent possible. Les éventuelles limitations à appliquer émergeront de l'expérimentation, pour peu que celle-ci ait permis de tester les situations d'intérêt.	Supprimer l'interdiction de l'expérimentation aux EDP diffuses.	RTE souhaite tester et laisser la possibilité d'expérimentations sur les EDR diffuses. RTE juge prématuré de pouvoir agréger ce type d'EDR entre elles avant d'avoir eu un retour d'expérience significatif. A la cible, si RTE constate que le servie est rendu, RTE pourrait proposer d'ouvrir à ce type d'agrégation.
VOLTALIS	17.9	fond	La proposition suggère une résolution temporelle de la mesure de 0,2 seconde par fréquencemètre. Or, au vu de l'exigence du 17.9.1 d'une mesure consolidée par région administrative, un opérateur devra disposer de plusieurs fréquencemètres par région : la contrainte sur le pas d'acquisition peut alors se limiter à ce que l'agrégation des fréquencemètres assure une mesure consolidée rafaraîchie a minima toutes les 0,2 secondes, cette mesure agrégée étant bien celle utilisée pour le réglage. En pratique, il appartient à l'agrégateur d'assurer une combinaison du nombre de fréquencemètres, de leur pas de mesure, et de leur cadencement, pour vérifier le critère.	Le temps d'acquisition de la mesure de fréquence consolidée est inférieur ou égal à 0,2s.	OK à préciser
VOLTALIS	17.9	forme	Les 1 MW du seuil ne sont pas définis.	Préciser la définition : capacité de réglage certifiée sur le site ?	OK préciser que l'on parle de la capacité en FCR et pas en Pinstallée
VOLTALIS	17.9.1	forme	Les 1,5 MW du seuil ne sont pas définis.	Vu en échange bilatéral, préciser qu'il s'agit de MW contractualisés pour le réglage.	OK préciser que l'on parle de la capacité en FCR et pas en Pinstallée
Smart GRID Energy	Règles 11.1.1.3	fond	Cette obligation ne devrait concerner, à partir de la date W, que les acteurs ayant la qualité d'acteur obligé avant la date W	Ajouter au début de l'artcile le texte suivant : **Cet Article ne s'applique qu'aux Responsables de Réserve disposant d'Entité de Réserve de type injection ayant des obligations d'aptitude à la participation symétrique et de façon autonome dans leur Périmètre de Réserve**	RTE souhaite maintenir cette obligation à tous les acteurs ayant des capacités certifiées. Si les offres ne sont pas soumises, RTE créera les offres de facon à pouvoir toujours activer la RS en cas de besoin.

Smart GRID Energy	Annexe 15, Ch. 3	fond	A l'heure actuelle, la convention de signe pour les télémesures d'observabilité est la suivante : valeur positive = soutirage	La convention de signe utilisée **est celle qui ets utilisée pour la mise à disposition des télémesures**, c'est à dire qu'une valeur de P **négative** correspond à une injection de puissance et une valeur **positive** à un soutirage.	RTE garde sa proposition mais pourra certifier les EDR si les signes étaient opposées.
Smart GRID Energy	Annexe 15 § 5.1	fond	Comme cela est expliqué au 2.5, l'énergie utile n'a de sens que pour les LER. Ainsi si une EDR est formé d'un agrégat qui comporte des unités/sites à énergie limitée et des sites à énergie non limitée, l'énergie utile n'est comptabilisée que sur une partie des unités/sites, ceux qui sont à énergie limitée. Dès lors le ratio Eutile/Rpmax perd de son sens et ne devrait être applicable qu'aux agrégats ne contenant que des sites/unités pour laquelle la notion d'Eutile peut être définie. La rédaction du 5.2 nous semble suffisante et couvre le cas des agrégats LER + non LER	Afin de garantir une réserve en énergie pour un maintien t3 (15 minutes) de l'activation complète du réglage primaire de fréquence à la hausse et à la baisse, l'Entité de Réserve, **si elle est composée exclusivement d'unités à énergie limitée,** doit présenter un ratio énergie utile (Eutile) sur RPmax supérieur à 0,5.	RTE ne pense pas en effet qu'il faille supprimer le §5.1 (E/RP>0,5) qui reste valable pour les batteries (EDR 100%LER) Il manque la distinction entre les différentes constitutions des EDR LER : - une EDR LER du type « batterie stand alone » (ou agregat que de LER): conserver l'exigence E_utile_LER/RP>0,5 et Pmax/RP>1,1 pour les batterie (recharge sur le réseau) - un agrégat « LER + non LER » : pas d'exigence sur E_utile_LER/RP (ni sur Pmax/RP) Dans le second cas, le §5.2 spécifie bien le besoin de gestion active de la charge pour garantir une tenue 15min
Centrica Business Solution	3.6	fond	CBS s'interroge sur la pertinence et le besoin d'introduire un délai maximum de réaction de 2 secondes en aFRR et demande à RTE de fournir davantage d'élements explicatifs : contrairement à la FCR, pour lequel ce délai maximal est clairement établit par le code RfG, un tel délai ne semble pas exister pour la aFRR. De plus, contrairement à la FCR qui se fait en réaction directe à des déviations de fréquence, l'aFRR nécessite l'envoi et la réception d'un signal de dispatch adressé au BSP par le contrôleur de RTE. Demander une réaction initiale en maximum 2 secondes risque donc de limiter fortement l'aggrégation d'une part (qui demande des délais de traitement supplémentaires), et certaines capacités directement d'autre part, qui ne pourront pas satisfaire ce délai compte-tenu de la temporalité plus lente de l'aFRR. Si CBS comprend l'intérêt d'une réponse la plus rapide possible, CBS appelle RTE à trouver le meilleur équilibre ocmpte-tenu du cadre règlementaire en place et des capacités des actifs à même de participer en aFRR afin de ne mettre en place que les contraintes nécessaires.		RTE met en cohérence les règles avec la proposition de la DTR (Article 8.3.4 et la fiche F5 associée) concertée l'an dernier en déclinaison du code RFG. Notamment, techniquement, nous avons estimé que le délai d'activation n'a pas de raison d'être différent de celui pour le réglage primaire (il est bien question ici du début de la réaction lorsqu'un écart de fréquence est détecté). C'est la raison pour laquelle la valeur de 2s a été reprise ici. Si il y a une justification technique qui expliquerait une différence entre le délai d'activation du réglage primaire et du secondaire, RTE prendra en compte les éventuelles justifications.
Centrica Business Solution	8.5	fond	CBS accueille favorablement la proposition de RTE relative à l'encadrement de l'utilisation d'une mesure de fréquence centralisée en FCR. Néanmoins, CBS soulève que le recours à un système centralisé nécessite également, au-delà des garanties apportées pour faire face à d'eventuels cas de frequency split, de démontrer une certaine résilience pour faire face aux inévitables (et somme toute fréquent...) cas de perte de communication qui surviendront entre le système central et les actifs fournissant la FCR localement. Ce point est notamment repris dans la proposition de propriétés additionnelles de ENTSO-E. CBS demande donc à RTE à ce que ce point de vérification s'agissant de la résilience à des pertes de communication internes soit ajouté dans le cas d'EDR pilotées selon un signal de fréquence centralisée.		RTE prend note de votre proposition. RTE considère que c'est au responsable de réserve de s'assurer que le mode de pilotage est résistant aux pertes de communication et de le démontrer lors de la certification.
Centrica Business Solution	8.4	fond	CBS accueille favorablement la proposition de RTE relative à l'élargissement des possibilités d'aggrégation entre injection et soutirage. CBS regrette néanmoins l'introduction d'une date G, qui repouse l'entrée en vigueur de cette possibilité au-delà de l'entrée en vigueur des nouvelles règles et en 2021 au plus tôt.		La date G est justifiée par les évolutions SI à réaliser pour offrir cette possiblité.
Centrica Business Solution	9.2.2	fond	CBS alerte RTE sur le fait que dans le cas d'agregats incluant un ou plusieurs moyens de stockage, le respect du délai maximum de 500ms pour un début de réaction ne devrait pas être imposé. En effet, dès lors qu'il s'agit d'un agrégat, une EDR ne se comportera pas et ne sera pas pilotée comme un actif de stockage seul de par la nature même d'un agrégat (assemblage de différents actifs permettant de livrer une réponse agrégée) : en particulier, la chaîne de commande utilisée pour activer les différents composants de l'agrégat pourraient nécessiter un délai supplémentaire. CBS demande donc à RTE d'appliquer uniquement le délai standard de 2 secondes, et de réserver le délai de 500ms aux actifs de stockage participant hor agrégat et en contrôle direct.		RTE laisse la possiblité aux acteurs de justifier le non délai de 500ms los de la certification, Une entité, au sein d'un agrégat , réglant proportionnellement à la fréquence doit régler sur une fréquence locale et non centralisée.
Total Solar / Total Flex	3.3	fond	Il faudra limiter au maximum la durée de cohabitation entre les durées d'activation historiques de 400ms et les nouvelles durée d'activation de 300ms	Expliciter ce point dans la proposition de règles	Comme indiqué dans la feuille de route aFRR, RTE propose de laisser la cohabitation entre le 1er juillet et la date d'obligation dans l'IF aFRR ie le 18 décembre 2024.
Total Solar / Total Flex	4.1	fond	Une précision manque sur le type de signal auquelles les entités activée seront soumises. Les entités activées suivront-elles un signal type rsfp historique (oscillant) ou bien ce signal sera-t-il plus proche d'un signal binaire (100% de l'offre proposée au bout de la durée d'acivation, puis Pmax jusqu'à la désactivation) ?	Expliciter ce point dans la proposition de règles. Nous serions pour favoriser un signal proche de l'historique vs une succession d'activation binaire.	L'activation de l'EDR restera de type Set Point. Une consigne sera envoyée toutes les 4s selon la rampe renseignée dans l'offre d'énergie d'aFRR. L'activation dépendra du prix de l'EDR et de sa position dans l'empilement des offres offertes. Cela dépend de la stratégie de l'acteur. RTE n'a pas de vision sur le signal Ni qui serait généré.
Total Solar / Total Flex	5.2	forme	Le mode d'activation du mécanisme de restauration est encore flou, et il serait bon de le préciser	Préciser le mode d'activation du mécanisme de restauration	Le processus de restauration sera établi en fonction des différents cas rencontrés. Il est difficile de prédire les impacts des suspensions. Une communication de RTE sera établie à ce moment là.
Total Solar / Total Flex	8.1	fond	Le retour de l'entso-e a eu lieu depuis la publication de cet appel d'offre. Une réponse spécifique à l'entso-e sera proposée. Mais les éléments proposées par l'entso-e ne nous semble pas pertinent pour définir une durée de réserve minimale et les propositions ne sont donc pas recevables à nos yeux.		RTE note votre réponse. RTE précisera les règles en fonction des décisions ENTSOE.
Total Solar / Total Flex	général	fond	Il faudrait expliciter la possibilité de recevoir le niveau de rsfp dans un centre de téléconduite dans le cas de la participation d'entité agrégé à la réserve secondaire. Ce mécanisme permettrait à ces entités de participer à la réserve secondaire lors de l'ouverture du marché, ce qui ne serait pas possible dans le cas où ce niveau devrait être reçu au niveau de chaque entités membres de l'agrégat	Rajouter explicitement la possibilité de recevoir le signal rsfp dans un centre de téléconduite d'agrégateur, et ouvrir des discussions en GT pour (éventuellement) modifier la règle dans ce sens si ce n'est pas le cas.	RTE a proposé d'instruire cette année la participation des agrégats à la RS en GT SSYf. Ces points en feront partie. Les évolutions en découlant seront mentionnées dans les règles.
Total Solar / Total Flex	général	forme	Au vue des pratiques de marchés actuelles de certains acteurs, il semble pertinent de rappeler que les marchés de réserve primaire et secondaire sont des marchés indépendants et que de bonne pratiques de concurrence demanderait que les offres faites sur ces deux marchés soient découplées.	Rappeler que les marchés de réserve primaires et secondaires sont indépendants et que les offres peuvent donc être découplées.	RTE note votre remarque.

Total Solar / Total Flex	Annexe 15 5.2 Trame de certification des agrégats	fond	Il est demandé que les pentes soit paramétrables et que la variation de puissance se fasse en continu. Hors avec une batterie la variatin de puissance est forcément discrétisée et se fait donc par "mini palier". A partir de quelle valeur de ses palier considérez-vous que la puissance est délivrée de façon" continu"?	Le pas de contrôle le plus fin étant le pas 10 secondes il serait pertinent de demander un pente spécifique entre deux pas 10secondes, en précisant une valeur ou une formule. Il est important que la pente demandée soit cohérente avec les pentes demandées dans les TERRE et MARI.	La variation doit se faire en 15 Min de façon continue avec une pente max à respecter entre 0 et 15 min. Les pentes demandées par les projets TERRE et MARI sont sans rapport.
Total Solar / Total Flex	Annexe 15 5.3 et 5.4	fond	La réglementation du mode réserve n'est pas claire et nécessite d'être précisé. La phrase "Lorsqu'un Mode Réserve est implémenté, il doit être décrit de manière détaillée dans la fiche d'Information 1." porte à confusion, on pourrait penser que l'implémentaiton d'un mode réserve n'est pas obligatoire. Etant données l'arrivée prochaine des projets de batteries sur le réseau, la définition du mode réserve doit être précisée rapidement pour permettre aux acteur de l'insérer dans leur systèmes IT	Indiquer si le mode réserve doit être implémenté ou non et quel comportement est attendu dans ce mode réserve.	RTE indiquera si le mode réserve est à implementer après la validation des propriétés additionnelles de la FCR en cours d'instruction par l'ACER.En attendant cette définition, l'implémentation d'un Mode Réserve selon les principes de [5] ou l'absence de Mode Réserve est laissée au choix du fournisseur de réserves."
Total Solar / Total Flex	Annexe 155.5	forme	Préciser quel type dactifs sont concernés par le mode LFSM		Le mode LFSM est obligatoire pour les unités raccordées en HTB, LFSM O type B, C, D (P> 1 MW) , LFSM U type C et D (> 18 MW ou raccordé à partir du 225 kV)
Total Solar / Total Flex	Règles SSYf	Fond	L'Agrégation de télémesure est elle possible pour les agrégats soutirage-injection? Si oui quelles sont les modalités? Sinon est-il possible de préciser que ça ne l'est pas? Plus généralement comment doit fonctionner la télémesure pour les agrégats.		RTE attend une télémesure pour l'EDR globale ; RTE peut demander les TM de certains éléments constituant l'agrégat. Pour rappel, tous les sites raccordés en HTB doivent être observables. La liste des informations a échanger est défini dans un Cahier des Charges Téléconduite en fonction du raccordement.
ENGIE	3.3	Forme	la valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure 50mHz depuis plus de 15 min	la valeur absolue de l'écart de fréquence est supérieure à 50mHz depuis plus de 15 min	OK pris en compte
ENGIE	5.2	Forme	Pour les Groupes de Production appartenant à des Entités de Réserve de type injection, le fonctionnement en Réglage Primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au-delà de Pmin (minimum technique de l'installation) et en deçà de Pmax(maximum technique de l'installation) **y compris lors des pentes de variation.**	**--> Qu'est ce qu'une pente de variation?** **NE peut-on pas dire: y compris lors de variations de charge.**	OK reformulé
ENGIE	5.2	Forme	compris lors des pentes de variation entre deux paliers de fonctionnement.	variations de charge entre deux paliers de fonctionnement.	OK reformulé
ENGIE	5.2	Forme	soit avec un temps d'activation (FAT) inférieur ou égale	soit avec un temps d'activation (FAT) inférieur ou égale	ok corrigé
ENGIE	5.2	Forme	Les caractéristiques de l'EDR concernant la FAT est à mentionner dans l'annexe 4.	Les caractéristiques de l'EDR concernant la FAT sont à mentionner dans l'annexe 4.	ok corrigé
ENGIE	5.4 (+Paragraphe 3.4 du rapport d'accompagnement)	Fond	Est-il impératif de conserver 2 contrôles en cas de capacités FAT 300s> obligations de capacité constructive? (est-il possible de prévoir des modalités pour combiner les 2 contrôles)		Il y a le contrôle de performance sur la réalisation de la réserve et les contrôles périodiques relatifs aux exigences de l'arrêté de raccordement.
ENGIE	11	Fome	Le volume total offert en MW pour une Période de Validité donnée doit toujours être égale au volume certifié à	Le volume total offert en MW pour une Période de Validité donnée doit toujours être égale au volume certifié marché à --> mettre une note au debut du chapitre 11 que la notion de capacité certifiée citée dans le présent chapitre fait référence à la capacité certifiée marché.	OK cela sera précisé
ENGIE	11.1.1.1	Forme	RTE attend 96 Offres d'aFRR à la hausse et d'Offres d'aFRR à la baisse par jour et par EDR.	RTE attend 96 Offres d'aFRR à la hausse et 96 Offres d'aFRR à la baisse par jour et par EDR.	OK cela sera précisé
ENGIE	11.1.1.3	Fond	Remarque (pas de modification demandée): La proposition d'envoi de prix pour toute la bande certifiée est acceptable car la partie effectivement, activable dépend du quintuplet mais implique qu'Engie sera amené à envoyer des prix sur des bandes non disponibles de par les conditions température pression, ce qui les rend virtuels. (bande Pmax-Pmin réduite en cas de haute température)		RTE prend note de votre remarque
ENGIE	11.1.2.3	Fond	Le dépôt ne peut se faire en J-1 pour la journée J entre HLAR et 18h	De ma compréhension c'était: Le dépôt ne peut se faire en J-1 pour la journée J qu'entre HLAR et 18h	ok corrigé
ENGIE	11.2.7.4	Forme	{PMt}_(EDR i) (t) est la somme		ok
ENGIE	17.8	Forme	Dans la liste des conditions sur l'agrégation injection soutirage, référence est faite à une EDA mais le terme EDA n'est pas défini dans le projet de règle.	Introduire la définition d'EDA dans l'article 3.3	ok remarque prise en compte
ENGIE	17.8	Fond	L'échéance semble lointaine, il est important qu'il n'y ait pas de délais additionnels. Globalement, i y a un besoin de visibilité et l'absence d'expérimentation rend difficile la création d'un portefeuille, d'un cadre concret permettant un retour d'expérience à RTE et peut donner l'impression à RTE d'un faible intérêt et que donc il n'y a pas d'urgence.	s	RTE doit faire évoluer son SI pour pouvoir gérer ces cas. La visibilité sera régulièrement donnée en GT SSYf.
ENGIE	5.4 (+Paragraphe 3.4 du rapport d'accompagnement)	Fond	Est-il impératif de conserver 2 contrôles en cas de capacités FAT 300s> obligations de capacité constructive? (est-il possible de prévoir des modalités pour combiner les 2 contrôles)		Il y a le contrôle de performance sur la réalisation de la réserve et les contrôles périodiques relatifs aux exigences de l'arrêté de raccordement.
ENGIE	Annexe 4.	Forme	Capacité Marché (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6) Capacité Marché : RSmax (une valeur hausse, et une valeur baisse) (6) --> la deuxième ligne est claire et fait référence à la Rsmax marché mais à quoi fait référence la première des 2 lignes?		Il s'agit de la RPMax : l'annexe sera précisée
Total Direct Energie	3.3	fond	TDE rappelle l'importance de limiter au maximum la durée de cohabitation entre les durées d'activation historiques de 400ms et les nouvelles durée d'activation de 300ms	Expliciter ce point dans la proposition de règles	Comme indiqué dans la feuille de route aFRR, RTE propose de laisser la cohabitation entre le 1er juillet et la date d'obligation dans l'IF aFRR ie le 18 décembre 2024.
Total Direct Energie	4.1	fond	Il manque une précision sur le type de signal auquelles les entités activées seront soumises. Les entités activées suivront-elles un signal type rsfp historique (oscillant) ou bien ce signal sera-t-il plus proche d'un signal binaire (100% de l'offre proposée au bout de la durée d'acivation, puis Pmax jusqu'à la désactivation) ?	Expliciter ce point dans la proposition de règles. Nous serions favorable à un signal proche de l'historique vs une succession d'activation binaire.	L'activation de l'EDR restera de type Set Point. Une consigne sera envoyée toutes les 4s selon la rampe renseignée dans l'offres d'énergie d'aFRR. L'activation dépendra du prix de l'EDR et de sa position dans l'empilement des offres offertes. Cela dépend de la stratégie de l'acteur. RTE n'a pas de vision sur le signal Ni qui serait généré.
Total Direct Energie	5.2	forme	Le mode d'activation du mécanisme de restauration est encore flou, et il serait bon de le préciser	Préciser le mode d'activation du mécanisme de restauration	Le processus de restauration sera établi en fonction des différents cas rencontrés. Il est difficile de prédire les impacts des suspensions. Une communication de RTE sera établie à ce moment là.
Total Direct Energie	général	fond	Il faudrait expliciter la possibilité de recevoir le niveau de rsfp dans un centre de téléconduite dans le cas de la participation d'entité agrégé à la réserve secondaire. Ce mécanisme permettrait à ces entités de participer à la réserve secondaire lors de l'ouverture du marché, ce qui ne serait pas possible dans le cas où ce niveau devrait être reçu au niveau de chaque entités membres de l'agrégat	Rajouter explicitement la possibilité de recevoir le signal rsfp dans un centre de téléconduite d'agrégateur, et ouvrir des discussions en GT pour (éventuellement) modifier la règle dans ce sens si ce n'est pas le cas.	RTE a proposé d'instruire cette année la participation des agrégats à la RS en GT SSYf. Ces points en feront partie. Les évolutions en découlant seront mentionnées dans les règles.

Total Direct Energie	Annexe 15 5.2 Trame de certification des agrégats	fond	Il est demandé que les pentes soit paramétrables et que la variation de puissance se fasse en continu. Hors avec une batterie la variation de puissance est forcément discrétisée et se fait donc par "mini palier". A partir de quelle valeur de ses palier considérez-vous que la puissance est délivrée de façon" continu"?	Le pas de contrôle le plus fin étant le pas 10 secondes il serait pertinent de demander un pente spécifique entre deux pas 10secondes, en précisant une valeur ou une formule. Il est important que la pente demandée soit cohérente avec les pentes demandées dans les TERRE et MARI.	La variation doit se faire en 15 Min de façon continue avec une pente max à respecter entre 0 et 15 min. Les pentes demandées par les projets TERRE et MARI sont sans rapport.La pente concerne les changement de paliers en cas de modification de la Pc qui n'est pas en continue, Notre contrôle de la bonne participation de la batterie s'effectue à ce jour sur la composante K x Delta f. La vérification concernant le respect des changements de Pc liée à la stratégie de gestion de la charge n'a pas été encore définie,
Total Direct Energie	Annexe 15 5.3 et 5.4	fond	La réglementation du mode réserve n'est pas claire et nécessite d'être précisé. La phrase "Lorsqu'un Mode Réserve est implémenté, il doit être décrit de manière détaillée dans la fiche d'Information 1." porte à confusion, on pourrait penser que l'implémentaiton d'un mode réserve n'est pas obligatoire. Etant donnée l'arrivée prochaine des projets de batteries sur le réseau, la définition du mode réserve doit être précisée rapidement pour permettre aux acteur de l'insérer dans leur systèmes IT	Indiquer si le mode réserve doit être implémenté ou non et quel comportement est attendu dans ce mode réserve.	RTE indiquera si le mode réserve est à implementer après la validation des propriétés additionnelles de la FCR en cours d'instruction par l'ACER. Proposition : voir ligne 28
Total Direct Energie	Annexe 155.5	forme	Préciser quels types d'actifs sont concernés par le mode LFSM		Le mode LFSM est obligatoire pour les unités raccordées en HTB,LFSM O type B, C, D (P> 1 MW) , LFSM U type C et D (> 18 MW ou raccordé à partir du 225 kV)
Total Direct Energie	Règles SSYf	Fond	L'Agrégation de télémesure est-elle possible pour les agrégats soutirage-injection? Si oui quelles sont les modalités? Sinon est-il possible de préciser que ça ne l'est pas? Plus généralement comment doit fonctionner la télémesure pour les agrégats.		RTE attend une télémesure pour l'EDR globale ; RTE peut demander les TM de certains éléments constituant l'agrégat, en particulier si ils sont sur le réseau HTB, ou si une batterie est présente.
Total Direct Energie	8.1	fond	Le retour de l'entso-e a eu lieu depuis la publication de cet appel d'offre. Une réponse spécifique à l'entso-e sera proposée. Mais les éléments proposées par l'entso-e ne nous semble pas pertinent pour définir une durée de réserve minimale et les propositions ne sont donc pas recevables à nos yeux.		RTE note votre réponse. RTE précisera les règles en fonction des décisions ENTSOE.
EDF	3.3 Définitions	forme	EDF comprend du paragraphe définition (3.3) que la notion d'EDP sous-entend EDP injection (et exclut donc EDP soutirage). En conséquence dès que le mot « EDP » apparait, il faut préciser si cela s'applique ou non à « EDP soutirage ».	Il semble qu'il faudrait compléter notamment 4.3.1.1, en parlant également d'EDP soutirage 17.8 : mention de la notion « EDP ~~injection~~ », non définie Annexe 4 : EDP ou EDP Soutirage pour la programmation des SSy pour l'EDR	Merci pour ce retour, RTE prend en compte les modifications proposées.
EDF	3.3 Définitions	forme	La définition de l'Heure Limite d'Accès au Réseau (HLAR) ne mentionne pas le décalage en cas de retard de publication Spot, contrairement aux règles MA/RE. EDF propose de mettre en cohérence les deux jeux de règles.	Reprendre la définition de HLAR des règles MA/RE	Les conséquences en cas de décalage de la publication des résultats par les NEMO ont été rajoutées dans les règles en lien avec les règles MARE.
EDF	3.3 Définitions	fond	Le développement du stockage pour la réserve primaire est intimement lié à la notion de réservoir à énergie limitée et aux exigences qui lui sont associées (dimensionnement, durée de tenue de la RP). Dans ce contexte, EDF souhaite que soient précisés les critères de vérification du caractère de LER et que la définition proposée dans la dernière version des règles soit réinterrogée. En effet, cette définition englobe les entités se rechargeant sur le réseau ou via des apports naturels : l'impact de ces deux modes de recharge sur le système étant fondamentalement différents, EDF souhaite qu'une possible distinction soit instruite. Il est à noter que la particularité d'un rechargement via des apports naturels n'est pas précisée par les textes européens définissant un LER (SOGL, proposition des GRT pour les propriétés additionnelles de la FCR).		Une EDR n'est pas un réservoir à énergie limitée si elle peut tenir indéfiniment la fourniture de la FCR. Le projet de propriétés additionnelles pour la FCR indique et précise qu'une EDR qui tient au minimum 2h sans se recharger ou qu'un élément constitutif de l'EDR tient sans se recharger n'est pas considéré comme réservoir à énergie limitée. La définition de RTE est conforme.
EDF	3.3 Définitions	fond	La notion de « Site Diffus », ou plutôt d'« Entités Diffuses », mérite d'être définie explicitement dans le glossaire des règles SSYf (§ 3.3), et la définition qui en est donnée dans les § 17.9 et 17.10 doit être révisée pour ne pas restreindre la gamme des cas d'usages possibles. Les § 17.9 et 17.10 définissent les sites diffus comme des Sites de Soutirage raccordés au Réseau Public de Distribution et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. EDF souligne que cette définition interdit l'application des dispositions de ces paragraphes à des Entités de Réserve V2G qui seront dans les années à venir principalement composées de Sites dont les puissances souscrites seront supérieures à 36 kVA, le plus souvent raccordés au Réseau Public de Distribution mais aussi au Réseau Public de Transport. Il est essentiel que les dispositions du § 17.10 puissent s'appliquer à des EDR V2G pour faciliter le développement de cette filière industrielle (il est aussi nécessaire à court terme que les dispositions du § 17.9 puissent s'appliquer à ce type d'EDR). Afin de ne pas freiner le développement des moyens de stockage non stationnaires, en particulier du V2G, et pour ne pas restreindre inutilement la gamme des flexibilités diffuses qui pourraient être amenées à se développer.	EDF propose d'introduire la notion de "Entités Diffuses", en les définissants non pas en référence aux caractéristiques des Sites qui la compose, mais en référence à la capacité totale de réglage installée sur chaque Site, quelle que soit la nature des Sites : « Site Diffus » = « Site sur lequel sont présents un ou plusieurs processus opérés par le Responsable de Réserve et contribuant à la fourniture de Services Système Fréquence dont la capacité totale de réglage est inférieure ou égale à 300kW. ». De ce point de vue, EDF souligne qu'il serait plus pertinent de parler d' « Entités Diffuses » que de « Sites Diffus ».	RTE propose d'introduire qu'une EDR Diffuse est une EDR comportant exclusivement des sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution et dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW. Une EDR Diffuse est une EDR de type soutirage au sens des règles SSYf.
EDF	3.3 Définitions + 11.1.2.6 + 11.2.1	forme	Le terme « Offre Déposée » apparait à plusieurs endroits, et n'est pas défini. Il est proposé de le définir ou de le remplacer par Offre Soumise ou Modifiée. A noter que le terme « déposée » est également utilisé dans le guide d'implémentation : il conviendrait de la même façon de définir ce terme ou de le remplacer.	3.3 Définition de « Période de validité » : « Durée sur laquelle une Offre ~~Déposée~~ Soumise ou Modifiée par un responsable de réserve est valide et engageante » 11.1.2.6 : « En cas de non-respect de l'article 11.2.3 relatif à l'obligation de déposer des offres relatives à toutes les capacités certifiées ou en cas de non-respect des caractéristiques techniques des Offres ~~Déposées~~ Soumises ou Modifiées, RTE modifiera ou complètera les Offres selon les modalités décrites dans ce paragraphe. » 11.2.1 : « Les Offres Soumises ou Modifiées sont comparées au dernier Programme de Marche (PM) valide en possession de RTE. »	La définition d'Offres Soumises a été enrichie des Offres Déposées.Une Offre est Modifiée si elle a été Soumise ou Déposée. Les propositions ont été prises en compte.
EDF	3.3 Définitions	fond + forme	Par souci de cohérence, il faudrait aligner les nouvelles définitions liées au stockage entre les différents jeux de règles. Certaines différences sont à noter entre les propositions faites dans les règles SSY fréquence et celles adoptées dans la version saisine de règles MA/RE 9.1, où par exemple la notion de stockeur n'apparait pas. Par ailleurs EDF note que le stockage est considéré comme une EDP Soutirage au sens des règles SSY : il faudra veiller à la cohérence et à l'articulation avec les règles MA/RE où la prise en compte du stockage est en train d'être instruite, en reprenant principalement les dispositions existantes pour les sites d'injection.	Reprendre les définitions proposées dans les règles MA/RE, suppression de la notion de stockeur.	Les défintions ont été mises en cohérence. La notion de Stockeur a été supprimée.

EDF	3.6 Retour d'expérience	fond	Il reste important d'avoir un signal N centré tant que l'activation à la préséance économique n'est pas mise en œuvre.	EDF propose la réintégration du paragraphe suivant : « Les Responsables de Réserve souhaitent que le niveau du signal de Téléréglage soit durablement centré sur 0. Jusqu'à la mise en place de l'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique, RTE ferait ses meilleurs efforts pour que la moyenne mensuelle du niveau de Téléréglage soit supérieure à -0.12. A la demande du Participant, si la moyenne mensuelle du niveau de Téléréglage est inférieure à -0.12, RTE mène des analyses et des retours d'expériences conjoints avec le Participant, afin de rechercher les causes et de définir les mesures éventuellement nécessaires. »	RTE ne trouve pas pertinent d'avoir cette phrase dans les règles. Le niveau dépend de l'équilibrage, et RTE ne cible pas un Niveau. De plus il y a le processus IGCC qui peut venir fausser ce que pourrait viser RTE. Elle n'a déjà plus sa place actuellement. Elle ne l'a plus en mérit order.
EDF	3.8.5 Cession et transfert de l'Accord de Participation	forme	Mise en cohérence avec les règles MA/RE	EDF propose de reprendre la formulation amendée dans la version saisine des règles MA-RE 9.1 indiquant que le cédant n'est responsable que des obligations nées avant la cession.	La formulation de l'article 3.8.5 est identique à celle de l'article 9.1 des règles MARE en cours de saisine.
EDF	4.2.2 + Annexe 4 + 5.3	fond + forme	Les règles utilisent de nombreux termes proches : - 4.2.2 : Caractéristiques techniques liées aux « obligations des exigences légales » lors du raccordement (type contrats de raccordement, pour les EDR injections dont les caractéristiques sont par Groupe de Production) - Performances de raccordement - Annexe 4 : Capacités constructives Il conviendrait d'harmoniser l'utilisation de ces termes et/ou d'en clarifier les significations en les définissants en 3.3	Intoduire la notion de "Performance de raccordement" dans les définitions en 3.3, en précisant le lien avec les capacités constructives notamment.	Introduire la notion de performance de raccordement n'apporte pas de clarté. Elle n'apparait qu'une seule fois dans les règles en précision du mot "Performance" pour les groupes n'ayant pas de convention de raccordement.
EDF	4.2 Entité de Réserve	fond	Les liens possibles entre EDR et EDP soutirage sont à clarifier : Le 4.2.1 semble impliquer unicité EDR=EDP soutirage : « Une Entité de Réserve de type soutirage est une EDP Soutirage » Le 4.2.2 mentionne « Noms des EDP ou EDP soutirage constituant l'EDR », indiquant qu'une EDR peut englober des EDP ou EDP soutirage La formulation du 4.2.3 « Une EDP Soutirage ne peut constituer qu'une seule Entité de Réserve de type soutirage » n'est pas claire : on comprend qu'un EDP Soutirage ne peut être que dans une EDR, mais une EDR peut-elle inclure plusieurs EDP Soutirage ?		Oui, un site ne peut appartenir qu'à une seule EDR. Les sites pourront être regroupés en EDP soutirage pour des besoins de programmation, notamment en lien avec les EDA. La possibilité d'avoir des EDR avec plusieurs EDP sera possible également à la date G (estimée Mi 2021). Ainsi: Avant la date G (estimée mi 2021), une EDR de type soutirage ne peut contenir qu'une seule EDPsoutirage, laquelle peut contenir plusiuers sites de soutirage. Après la date G, une EDR de type soutirage pourra contenir plusieurs EDP soutirage, lesquelles pourront chacune contenir plusieurs sites de soutirage. Par souci de clarté, RTE a apporté les précisions suivantes: "§ 4.2.2 Avant la date G : « Nom de l'EDP ou EDPsoutirage correspondant à l'EDR » Après la date G : « Noms des EDP ou EDP Soutirage constituant l'EDR » §4.2.3 Chaque EDP ne peut entrer dans la composition que d'une seule EDR de type injection. Chaque EDP Soutirage ne peut entrer dans la composition que d'une seule EDR de type soutirage. Les EDR multi-EDP et EDR multi-EDPsoutirage ne sont autorisées qu'après la date G"
EDF	4.2.2 Caractéristiques d'une entité de réserve	fond	RTE demande aux acteurs d'indiquer une « Éventuelle durée maximale de Réglage pour la Réserve Primaire (ou absence de durée maximale de Réglage) ». EDF propose de préciser que cette demande se limite uniquement aux réservoirs à énergie limitée. En effet, il n'y a pas de besoin de caractériser cette durée pour l'ensemble des groupes.	Indiquer "Pour les EDR LER, ~~Éventuelle~~ durée maximale de Réglage pour la Réserve Primaire"	Cette partie n'a pas changé, RTE souhaite avoir la durée si les critères de qualification LER étaient amenés à changer. La valeur est à laisser à vide si l'EDR n'est pas limitée
EDF	4.2.3.1 et 7.2 Résolution de la programmation	fond	La résolution de la programmation des réserves est fixée à 1 MW alors que la résolution retenue pour la certification des EDR est de 0,1 MW. EDF propose d'instruire la possibilité d'abaisser la résolution de la programmation à 0,1 MW, en cohérence avec la résolution retenue pour la certification des EDRs (art 4.2.2) et les règles relatives à la programmation. Cette évolution offrirait aux agrégateurs des leviers pour valoriser sur le marché les flexibilités diffuses associées à des technologies émergentes comme la technologie V2G. En améliorant significativement la profitabilité de cette solution dans sa phase d'émergence (qui peut s'étendre sur 5 ans ou plus), cette disposition serait clairement de nature à accélérer le développement de cette filière industrielle et à favoriser les orientations technologiques des acteurs de l'écosystème associé (fabricants de véhicules et de bornes), permettant ainsi de rendre effectivement les véhicules électriques flexibles, et à moindre coût. Elle favoriserait aussi durablement la concurrence en réduisant les barrières à l'entrée pour de nouveaux acteurs.		Les produits de balancing standard europpéen sont de 1MW. De plus, RTE n'est pas en mesure d'intégrer des valeurs de moins de 1MW. RTE n'ayant pas vocation à être agrégateur, RTE ne souhaite pas immédiatement augmenter la résolution de la programmation. RTE note ce point pour les évolutions plus lointaines. Si le système des flexibilités diffuses est prometteur, les MW seront vite atteints.
EDF	4.2.4.2 Conditions devant être vérifiées par RTE		Dans la rédaction actuelle, la possibilité de transmettre en temps réel une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve est limitée aux Entités de Réserve de type soutirage. Pour permettre d'exploiter toutes les flexibilités des moyens de stockage non stationnaires comme le V2G (y compris lorsqu'ils seront déployés sur des sites de production d'électricité), cette possibilité doit être rendue explicitement applicable aux Entités de Réserve composées de « Sites Diffus » ou « Entités Diffuses » (au sens de la définition proposée par EDF ligne 9). Quelle est la profondeur de l'historique qui peut être demandée aux acteurs ? Par quel canal seront transmises ces informations ? Par ailleurs, EDF souhaiterait avoir confirmation que dans le cas d'agrégation de plusieurs installations de stockage considérées au titre des règles comme des Sites de soutirage, la possibilité d'avoir recours à l'observabilité statistique est applicable . Cela permet alors de ne fournir la télémesure en temps réel de l'EDR qu'à partir d'un panel statistique et le détail des télémesures individuelles en J+1.	« En cas de fourniture en temps réel d'une télémesure agrégée, le Responsable de Réserve doit être en capacité de fournir à la demande de RTE les télémesures individuelles de chaque Site de Soutirage ou d'Entités Diffuses. »	La possibilité de transmettre en temps réel une télémesure agrégée à la maille de l'Entité de Réserve est autorisée pour les Entités de Réserve de type soutirage donc y compris pour les Entités de Réserve Diffuses au sens de la définition proposée par RTE. Les modalités de remontée des données sont explicitées dans les règles SSY SI. La disposition transitoire relative à l'observabilité statistique est autorisée pour les Entités de Réserve composées de strictement plus de 70 Sites de Soutirage dont la puissance souscrite de chacun est inférieure à 1MW y compris pour les installations de stockage considérées au titre des règles comme des SItes de soutirage. Cependant RTE insiste sur le besoin d'observabilité pour piloter une Entité de Réserve diffuse et l'importance de pouvoir garantir la réserve.

EDF	5. Certification de l'Aptitude	fond	EDF propose que soit introduite la possibilité de fusionner des EDRs certifiées. Cette disposition, déjà présente dans les règles RR/RC, permettrait de faciliter l'agrégation : un acteur pourrait par exemple certifier un nombre restreint de sites (et notamment des puissances inférieures à 1 MW) et ensuite les intégrer à une EDR certifiée afin de les proposer au marché (soit + 1MW), sans que qu'il soit nécessaire de réaliser un processus de certification sur l'ensemble des Sites fusionnés. Les dispositions transitoires proposées par RTE au § 17.10 pour gérer les évolutions des EDR composées de Sites Diffus (au sens de la définition proposée par EDF) devraient rester applicables en cas de fusion de toute EDR composée de Sites Diffus. EDF souligne que de telles dispositions représentent notamment un enjeu important pour l'émergence de nouvelles technologies, en particulier à caractère diffus comme le V2G. Ces dispositions seront particulièrement nécessaires aussi longtemps que la résolution de la programmation restera fixée à 1 MW.	Introduction d'une modalité permettant de fusionner des EDR certifiées	RTE ne souhaite pas fusionner sans certification des EDR. Une fusion impliquerait un changement de pilotage, de remontée de données et de comportement qui doivent être validés avec des tests de certification.
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond	RTE indique que "la conformité aux critères de certification est vérifiée par des essais lors des contrôles périodiques". EDF souhaiterait que soit préciser à quoi correspondent les critères de certification : à ceux des performances marché et/ou de raccordement ? S'il s'agit des deux alors il faudrait préciser les essais à réaliser, la formulation actuelle laisse entendre qu'il ne s'agit que des essais de la DTR pour les contrôles périodiques		RTE vérifie les performances de ce qui est programmé donc Marché.
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond	Les capacités dites constructives ne sont pas précisées dans la convention d'exploitation définitive de l'installation mais dans la convention de raccordement, ou dans le document qui en tient lieu en l'absence de convention de raccordement (notamment pour les aménagements existants avant l'arrêté 2008). EDF renvoie au besoin de définition exprimé ligne 14)	« Cette capacité constructive de réglage est formalisée par la signature de la convention ~~d'exploitation définitive~~ de raccordement, ou le document qui en tient lieu, de l'installation de production ou un Procès-Verbal de réception final de l'installation. »	Non la phase dans les règles soumises à consultation est exacte. La convention d'exploitation acte le respect de la convention de raccordemnt que RTE a transmis ; la signature de la convention d'exploitation acte que RTE a validé les performances qui sont dans la convention de raccordement (où sont définies les capacités constructives)
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond	Les critères d'aptitude indiquent pour la réserve primaire que la puissance doit être maintenue sans limitation de durée pour les EDR qui ne sont pas LER. EDF estime qu'il faudrait faire référence à la durée de programmation, comme c'est le cas pour la réserve secondaire.	« La réponse en puissance de l'Entité de Réserve, à la hausse ou à la baisse, doit pouvoir être maintenue ~~sans limitation de durée en Etat Normal du réseau~~ sur l'ensemble des pas ou l'Entité est programmée »	Le pas de programmtion peut varier entre 5 min et 30min. RTE ne souhaite pas se référer au pas de programmation. Pour le EDR non LER, le temps est de 2h, sans lien avec la programmation.
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond	RTE introduit la possibilité de demander une certification complémentaire. EDF s'interroge sur le besoin associé, les entités étant déjà certifiées et faisant l'objet de contrôles périodiques ainsi que d'un contrôle continu de leurs performances. EDF souhaiterait que RTE précise les critères conduisant à une certification complémentaire et la forme qu'elle prendrait : cette procédure doit être exceptionnelle et encadrée.		RTE pourrait demander des tests d'échelon ou de tenue de la puissance entre 2 contrôles périodiques, car les réponses et comportement peuvent ne pas être vus entre 2 contrôles périodiques si il n'y a pas eu d'événements significatifs de la fréquence. Par contre, ce texte ne semble pas dans le bon article des règles.
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond	RTE précise que le fonctionnement en réglage doit être possible en tout point de fonctionnement entre Pmin et Pmax y compris lors des pentes de variation. Cette notion de « pente de variation » peut laisser place à des interprétations. EDF estime que les critères d'aptitudes doivent être fixés de façon claire et concrète, en expliquant comment se manifeste l'exigence (fiche d'essai associée par exemple).		La notion de variation de charge a été ajoutée à la place de "pente de varaition" .
EDF	5.2 Critères d'Aptitude	fond			SOGL Art 154. 6 et la référence à l'annexe V impose les critères d'activations par unité ou groupe fournissant de la FCR. Il est précisé que le délai d'activation complète est de 30s, et que l'écart de fréquence déclenchant l'activation complète de la FCR est de + /- 200 mHz (soit à la baisse comme à la hausse). Les dispositions de l'article 154 ont une portée générale et ne souffrent d'aucune exception selon la nature de l'entité de réserve et selon sa date de création (contrairement à RfG). A ce titre, RTE confirme que le maintien de la certification est lié à cette exigence ; L'incident de référence est toujours de 3000MW à la baisse comme à la hausse comme mentionné par le règlement SOGL (article 153.2.b) mais n'a aucun lien maintenant avec la performance de réponse attendue pour la fourniture de FCR. L'Operational handbook n'existe plus depuis le 14 avril 2019. Tous les GRTs en sont sortis (RTE y compris) pour signer le SAFA nouvellement en vigueur. Il n'y a

EDF			RTE écrit « Le profil attendu de la réponse de la réserve Primaire entre 15s et 30s doit être toujours supérieur à la droite constituée des points [15 sec ; 50 % de la variation attendue de puissance] et [30 sec ; 100 % de la variation attendue de puissance]. » La mention à une perturbation de référence ayant été supprimée, il faudrait préciser au regard de quelle perturbation cette réponse est attendue. EDF s'oppose à la modification des critères d'aptitude concernant la dynamique de réponse pour la certification à la FCR de nouvelles EDR et pour le maintien de la certification à la FCR des EDR existantes car : - Ces modifications ne sont pas exigées par le code européen SOGL (art.154). - Ces modifications représentent une sur-exigence par rapport au besoin du système électrique, qui va générer un surcoût pour la constitution de la FCR, et donc in fine pour le consommateur final. EDF tient à souligner que le paragraphe 2. Principes des règles mentionne le chapitre 4.1 de la DTR qui renvoie à l'Operationnal Handbook de l'ENTSOE où l'incident de référence est défini comme la perte de 3000 MW conduisant à une perturbation de fréquence avec un transitoire de -800mHz. Dans le rapport d'accompagnement, RTE dit souhaiter supprimer cette référence, cette notion d'incident dimensionnant, pour le remplacer par un échelon. Le code SOGL ne prévoit pas l'application d'un échelon pour vérifier l'aptitude au réglage primaire. C'est un changement de critère important, qui doit être dument justifié : sur quelles bases l'échelon est-il désormais jugé comme plus représentatif ? EDF souligne que le critère actuel n'est pas moins exigeant mais différent dans le sens où il ne fait pas appel aux mêmes aptitudes : le critère sur incident de référence permet des dynamiques de réglage utiles pour la stabilité du système avec des capacités pouvant répondre rapidement sur des gros transitoires, malgré une dynamique plus lente sur des petites variations Ce changement de paradigme n'est pas justifié par le code SOGL (art.154), qui ne fixe pas les caractéristiques de cette signature de référence de la fréquence. Vu d'EDF, cette signature est cohérente avec le rôle attendu de la réserve primaire européenne, à savoir faire face à l'incident de référence (perte de 3000 MW), sans présenter de sur-exigence. C'est d'ailleurs bien sur ce critère qu'est dimensionné le besoin en réserve primaire.		plus aucune référence à un profil à -800 mHz dans les politiques européennes. La DTR est en cours de mise à jour. Concernant l'échellon, ce point n'est pas nouveau et est déjà présent depuis 16 ans dans les fiches de certification découlant de l'arrêté de 2003 pour les nouvelles installations et il le devient maintenant pour toute Entité fournissant de la FCR. SOGL indique non seulement à 200 mHz toute la capacité programmée doit être délivrée en 30s mais il en est de même sur tout écart de fréquence inférieur ou égal à 200mHz (par rapport à 50Hz) et proportionnellement à l'écart de fréquence à la baisse comme à la hausse. Ensuite, en cohérence, RTE propose de ne tester que la réponse à l'échelon + ou - 200 mHz et pas les échelons de fréquence inférieurs. RTE rappelle que les conditions d'exploitation ont changé depuis les années 2000. RTE ne perçoit pas ce changement de critère comme une sur-exigence dans la mesure au vu de SOGL, la FCR sert bien à répondre aux aléas de dimensionnement à la hausse comme à la baisse, mais aussi à tout type d'aléas moindre survenant sur le réseau (notamment aléas EnR), d'où les travaux sur la méthode de dimensionnement probabiliste demandé par SOGL et par les régulateurs. Dans un contexte d'introduction des LER selon SOGL, les performances prise pour l'étude correspondant bien à des temps de livraison en 30 secondes pour le besoin en FCR et la tenue en alert state dans le cadre de la CBA. Des performances moindre pourraient risque supplémentaire pour la sureté. L'équivalent du critère de -800mHz n'existe pas pour une hausse de +800mHz donc ne correspond toujours pas aux exigences SOGL de réagir à la hausse et à la baisse pour livrer toute la réserve pour des écarts de 200mHz à la hausse ou à la baisse.
EDF			Vu d'EDF, c'est précisément ce critère d'aptitude (temps d'activation complète à la signature de fréquence qui serait enregistrée en cas de survenance de l'incident de référence) qui garantit que les capacités de réglage primaire des EDR répondent au besoin du système électrique. EDF juge utile de rappeler ici que c'est précisément parce que ce critère d'aptitude existe que la dynamique de réponse exigée était fixée ainsi dans les règles en vigueur jusqu'en Octobre 2018 : « La dynamique réelle de la réponse attendue de l'Entité de Réserve ne doit pas s'écarter de la réponse instantanée théorique précédente de plus d'une constante de temps de 20s (100s pour les Entités de Réserve composées uniquement de Groupes de Production Hydrauliques) ». Ce critère a pour mémoire été supprimé lors de la dernière évolution des règles services système fréquence en Octobre 2018, sur quoi EDF avait déjà exprimé ses réticences, pour les mêmes raisons. Il est utile ici de rappeler que la CRE avait alors pris position pour que ces critères de dynamique soient maintenus sur les groupes existants. Dans sa délibération N°2018_220, la CRE avait écrit en référence à ce point (§2.2.3) : « Sur ce point, la CRE considère que les nouvelles exigences introduites par RTE dans les règles s'entendent nécessairement avec les tolérances décrites au paragraphe 14.2 des Règles, relatives au contrôle de performance, comme l'a mentionné RTE en réponse aux acteurs qui ont réagi sur ce point dans la consultation publique. » Précisément dans ce paragraphe 14.2 des règles en vigueur (devenu 15.2 dans les règles en consultation ici), ces critères de dynamique évoluent, en particulier pour les groupes hydrauliques (suppression du critère « Tf vaut 100 s pour les Entités de Réserve constituées de Groupes de Production Hydrauliques » dans le § 15.2.2.1 des règles en consultation ici). Cela est contraire à la position qui a prévalu lors de la dernière évolution des règles intervenue en octobre 2018. EDF note donc que ces critères d'aptitudes avaient été re-validés par RTE et la CRE en Octobre 2018. SOGL était alors déjà en vigueur. EDF s'interroge sur les raisons qui ont conduit RTE à revenir récemment sur ces points, le contexte règlementaire européen n'ayant évolué depuis. Dans le rapport d'accompagnement, RTE propose d'instruire le calcul des volumes respectant ces nouveaux critères et la nouvelle certification au cours de l'année 2020 afin de viser une conformité d'ici le 1er janvier 2021. EDF constate que le présent jeu de règles modifie les critères de dynamique existants pour les moyens hydrauliques mais ne décrit nullement les principes du calcul ou les modalités d'une nouvelle certification. EDF est opposé à la modification, prématurée, de ces critères et appelle à ce que ce l'ensemble des modalités liées à la dynamique de FCR (évolution des critères de dynamique dans les règles, modalités de recertification, date de mise en conformité) soient définies conjointement et de façon concertée avec les acteurs concernés et la CRE. Il apparait illusoire de recertifier l'ensemble des moyens		Concernant votre point sur le TF 100s, vis-à-vis de SOGL d'une part, ce critère de TF 100s est incompatible avec une livraison en 30 secondes sur tout échelon de fréquence, et relève plus de temps de réponse de l'aFRR standard européenne que de FCR. Suite aux différents incidents de fréquence survenue récemment (par exemple, les jours de déclenchements de l'interuptibilité), et le non-respect des 30s pour la fourniture de réserve et la non-conformité à SOGL, RTE modifie ces règles pour être en parfaite conformité avec le règlement SO RTE a fait en sorte de toujours respecter et de maintenir sa politique de risque vis-à-vis de l'amélioration progressive des performances historiques de groupes notamment. Le fait est que depuis l'entrée dans l'AO européen, le mix de fourniture de FCR a nettement changé en France ces trois dernières années, avec souvent une majorité hydraulique. SI RTE estimait par le passé toujours pouvoir répondre solidement au niveau France en termes de performances de réponse de la FCR, ce sentiment a changé depuis l'analyse des derniers évènements fréquence passé (10 janvier 2019, et autres …). RTE a conclu de l'incapacité à respecter SOGL, sans modifier dans ces règles des modalités de certifications. Les modalités pratiques sont en cours de discussion depuis de nombreux mois avec les acteurs concernés. Si des groupes étaient concernés, RTE propose de recertifier les groupes existants à hauteur de ce que le groupe peut répondre en FCR en 30 secondes sur un échelon de fréquence de +/- 200 mHz. Un abattement en volume de FCR connu de RTE au vu des performances connues et partagées avec les acteurs est donc à prévoir pour certains groupes à partir du 1er Janvier 2021.

EDF			hydrauliques d'ici le 1er janvier 2021, d'autant plus au regard de la crise sanitaire actuelle. EDF appelle donc RTE à revoir cette échéance.		Au 1er Janvier 2021, seuls les volumes recertifiés en FCR 30 secondes devront être programmés par les acteurs. RTE demandera en réunion bilatérale aux acteurs potentiellement concernés de fournir le volume en MW livré en 30 secondes pour chacune de leur EDR sur un échelon de +/- 200 mHz avant fin juillet 2020, avec une justification papier. A défaut, RTE réduirait la capacité certifiée en FCR de 70 % pour les EDR pour lesquelles aucune justification ne sera fournie à RTE. La règle des 70 % correspond à la réponse théorique en 30 secondes des groupes les plus lents autorisés suivant les règles de certification historiques. RTE mettrait à jour en septembre 2020, les annexes 4 des règles SSYv6 et son référentiel de certification pour formaliser les nouveaux volumes certifiés en FCR applicable au 1er janvier 2021. concernant les modalités de contrôle périodiques : Les volumes rectifiés sur justification papier devront être validés par des essais physiques dans les 5 ans après le 1er Janvier 2021. Ces essais pourront être effectués dans le cadre d'une demande de recertification acteurs (e.g. cas de rénovation des groupes) ou dans le cadre du contrôle périodique. Les fiches relatives au contrôle périodique de la DTR seront mises à jour pour les capacités historiques afin de supprimer la mention au 300 secondes et l'incident de référence européen. Egalement, RTE pourra faire évoluer le jeu de règles SSY pour rendre applicable le contrôle périodique à tous les groupes faisant de la FCR, conformément à l'exigence SOGL de recertification tous les 5 ans (selon l'art. 154.6).
EDF	5.3 Processus de Certification d'Aptitude	fond + forme	Pour les installations de production raccordées au RPT en service au 15 Avril 2000, il est nécessaire de préciser quels seront les essais requis en cas de demande de modification des capacités certifiées marché. En effet, la rédaction « conformément aux dispositions de la DTR » ne permet pas de savoir de quelles dispositions précises il s'agit, d'autant qu'il y a, selon les différentes parties de la DTR, des exigences d'essais différentes selon qu'il s'agisse d'exigences liées au Cahier des charges « référentiel et maintien des performances » pour une installation de production dans le cadre du contrôle périodique requis par l'arrêté contrôle (§8.2 de la DTR), ou d'exigences liées au cahier des charges des capacités constructives (§8.3 de la DTR), ou d'exigences liées contrôle de conformité des performances d'une installation de production qui n'a pas encore réalisé son premier contrôle périodique (§8.14.1 de la DTR : pour rappel, dans le jeu de règles en vigueur, ce sont précisément ces exigences qui sont requises, sauf pour l'essai fiche 16, qui est renvoyé vers le§ 8.3 de la DTR), ou bien, enfin, s'il « suffira » de réaliser les essais décrits dans ce nouveau jeu de règles ssy f (annexe 16) ». La DTR contient différentes fiches d'essais différentes, pour des besoins différents, et il est nécessaire que soient clarifiées les exigences applicables à un aménagement existant si une modification de capacité certifiée marché est souhaitée par le producteur. Vu d'EDF, la réalisation des essais prévus à l'annexe 16 rédigées ici devrait suffire pour le RSFP, dans le cas où le producteur souhaite modifier à la hausse ses capacités marché. Pour le réglage primaire, il est nécessaire de clarifier quel sont les essais qui seront requis.		Les essais périodiques sont une exigence réglementaire et concernent les controles des capacités constructives ou celles mentionnées dans le contat de raccordement. Si des EDR ayant des groupes de prodution pouvant faire plus que les capacités obligatoires, la certification alors marché se ferait selon la trame annexe 14. Il en est de meme pour la Réserve Secondaire. Il en est de meme pour les EDR qui sont des agrégats mais qui vu de maintenant ne peuvent être constituées d'EDP ayant des capcités obligatoires.
EDF					

EDF	5.3 Processus de Certification d'Aptitude	fond	« En cas de doute sur la durée de tenue du réglage de la fréquence, RTE pourra demander la vérification du caractère à Réservoir à Energie Limitée ou non de l'EDR. Dans le cas où l'EDR serait à Réservoir à Energie Limité, RTE demandera une certification en deux étapes : - Vérification de la tenue du stock selon l'Article 15.2.4 - Vérification des performances et dynamiques exigées pour la fourniture de la Réserve Primaire selon l'Article 5.2 » La 1ère étape relative à la vérification de la tenue du stock renvoie à l'article 15.2.4 dans lequel ce qui est demandé est de tenir 15 minutes en état d'alerte. Les modalités précises quant à cette vérification ne sont pas précisées dans ce §15.2.4. De sa compréhension, EDF identifie que cette vérification est comprise dans les essais décrits dans l'Annexe 15 (trame « stockage et agrégats »), il serait utile de faire explicitement référence à cette Annexe 15 dans ce §15.2.4 afin de clarifier ce point. A aucun endroit des règles SSy fréquence n'est précisé pour quel type de moyen cette Annexe 15 doit être utilisée (cf commentaires ligne 54). S'il s'agit bien de cette Annexe 15, EDF identifie qu'elle n'est en particulier pas adaptée à des EDR qui seraient identifiées comme des LER pour cause de rechargement via des apports naturels (elle est conçue pour des moyens de stockage disposant d'une stratégie de recharge par soutirage sur le réseau RPT).		C'est exact, si une EDR est à réservoir à énergie Limitée, elle doit pouvoir tenir 15 min en Etat d'alerte comme indiqué à l'Article 15.2.4. Les tests associés sont bien dans l'Annexe 15. La précison sera rajoutée à l'article 5.3
EDF	11.1.1 Préparation d'une Offre de Réserve Secondaire	forme	EDF estime que la répartition du contenu entre les paragraphes 11.1.1.1 et 11.1.1.3 devrait être revue : en effet le contenu du 11.1.1.1 empiète sur le 11.1.1.3 sans être complètement cohérent avec lui. Par exemple, l'obligation de soumettre des offres ne devrait pas faire partie de ses caractéristiques. Idem avec la phrase « RTE attend 96 Offres d'aFRR à la hausse et d'Offres d'aFRR à la baisse par jour et par EDR », qui devrait être déplacée en 11.1.1.3.		RTE a pris en compte la remarque. L'article relatif à l'obligation de soumettre les offres est un paragraphe à part de la caractéristique et du processus de sousmission.
EDF	11.2.1 Création de la liste des Offres d'aFRR Activables par RTE	forme	EDF souhaiterait que RTE précise les modalités concernant la communication des motifs de modification des Offres d'aFFR après le guichet TSO conformément à l'article 9(3) et 9(8) de l'Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation		Conformément à la décision ACER concernant l'IF aFRR, la Plateforme PICASSO communiquera les causes des modifications des offres soumises. Les modalités précises seront établies durant cette année 2020 . Ces modalités pourront être précisées dans un futur jeu de règles une fois les modalités établies.
EDF	11.2.4 Activation et désactivation de la Réserve Secondaire	forme		Proposition de forme : « Ce niveau Ni respecte la rampe de variation fournie dans l'Offre par l'acteur et sa pente sera toujours ~~capée~~ limitée à la rampe maximale certifiée de l'EDR. »	OK pris en compte
EDF	11.2.5 Cas d'exclusion des Offres	fond	RTE écrit « RTE peut être amené (…) à ne pas activer des Offres d'aFRR sélectionnées par la plateforme d'échange d'aFRR » EDF souhaiterait que ce point soit précisé : quelles situations amèneraient RTE à ne pas activer ces Offres et quelles informations seraient fournies aux acteurs (en accord avec EBGL 29(5) et 29(6)).		Il est précisé que ce sont les offres qui pourraient impacter la sûreté du Réseau et pour ne pas créer ou aggraver de Congestions, ou en cas de défaillance avérée d'une EDR. Conformement à l'IF, les causes seront publiées.
EDF	11.2.6 Possibilité de passage en activation en prorata	fond	EDF souhaiterait que RTE notifie les acteurs en amont d'un passage en activation en prorata, notamment pour que les entités puissent si besoin passer à une programmation symétrique avant d'être susceptible de recevoir un niveau N indifférencié.		RTE passera en pro rata en cas de problème. Les problèmes sont rarement connus à l'avance. RTE fera ses meilleurs efforts pour en informer les responsables de réserve.
EDF	11.2.7.2 Expression du besoin par RTE à la plateforme Picasso de partage d'aFRR	forme		Mentionner l'Implementation framework for the European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation plutôt que l'aFRR IF Utiliser la formulation « plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique » pour le titre du chapitre	La précision a été faite. PICASSO ou plateforme PICASSO a été rajouté aux définitions.
EDF	11.2.7.4 Valorisation de l'activation de la Réserve Secondaire	forme		EDF propose une mise en cohérence des références à la réglementation européenne dans les définitions de MP H et MP B: - Soit le CBMP Hausse (Cross-Border Marginal Price à la hausse, prix marginal renvoyé par la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique) en cas de partage avec la plateforme, selon les modalités définies par la « Methodology for pricing balancing energy and cross-zonal capacity used for the exchange of balancing energy or operating the imbalance netting process » au titre de l'article 30 du code EBGL. - Idem pour le 1er tiret de définition du MP B	Ok; propositions prises en compte.
EDF	11.2.7.4 Valorisation de l'activation de la Réserve Secondaire	fond	EDF souhaiterait que les cas où le prix marginal local pourrait être utilisé soient précisés. La formulation « dans le cas où les Offres ne seraient pas partagées à la plateforme » évoque plutôt le cas du filtrage de certaines Offres. EDF suggère de mentionner entre autres explicitement le cas possible du découplage entre RTE et la plateforme européenne.		OK Précisé.
EDF	11.2.7.4 Valorisation de l'activation de la Réserve Secondaire	fond	Sur le calcul de l'énergie, EDF propose de préciser qu'il est fait pour chaque pas 5min : il s'agit d'une somme sur des pas 4s de max(0, Ni) à la hausse et de min(0, Ni) à la baisse. Concernant le calcul de la rémunération, la formule indiquée n'est pas cohérente : l'énergie étant calculée à un pas 5 min tandis que le prix payé est défini comme un prix au pas optimisation cycle (environ 4s). Il convient donc de préciser le calcul qui sera fait pour obtenir un prix au pas 5 min : Est-ce que c'est un prix moyenné au pas 5 minutes qui sera utilisé ? Prix moyen pondéré par la demande d'aFRR France ? Par les volumes activés ?		Le calcul sera précisé dans le guide d'implementation du moduel de back office Service système

EDF	17.1.3 Expé moyen de stockage en RP	fond	EDF note l'extension de la période d'expérimentation du stockage en réserve primaire au 31 décembre 2022. Dans le cas où RTE serait en mesure de faire un REX de cette participation avant cette date, il serait souhaitable de faire rentrer le stockage en RP de façon pérenne dans les règles afin de disposer au plus tôt d'un cadre clair et stable de participation.		La date de 2002 est mise en cohérence avec la déclinaison des propositions européennes soumises par les GRT de ENTSO-E relatives aux propositions additionnelles et en lien avec le résultat attendu de l'analyse cout bénéfice devant déterminer le temps qu'un réservoir à énergie limitée doit tenir en état d'alerte du réseau.
EDF	17.2 Expé moyen de stockage en RS	fond	EDF note l'extension de la période d'expérimentation pour le stockage en réserve secondaire. Dans ce cadre, et dans la perspective du futur Appel d'Offre de réserve secondaire, il apparaît nécessaire de préciser rapidement les conditions de certification d'un moyen de stockage en réserve secondaire (la trame consultée ne portant que sur la réserve primaire).		RTE a prévu de concerter sur ce sujet au cours de l'année 2020 comme annoncé en GT et demandé par la CRE dans la délibération 2020-070
EDF	17.6 Observabilité statistique	fond	Pour faciliter le développement des flexibilités diffuses, et en particulier des moyens de stockage non stationnaires comme le V2G, EDF souhaite que les dispositions relatives à l'observabilité statistique soient explicitement applicables aux EDR composées de strictement plus de 70 « Sites Diffus » (au sens de la définition proposée par EDF ligne 9).		La disposition transitoire relative à l'observabilité statistique est applicable à une EDR composée de strictement plus de 70 "Sites Diffus" au sens de la définition que vous proposez, il ne semble pas nécessaire de le préciser explicitement. Cependant RTE insiste sur le besoin d'observabilité pour piloter une Entité de Réserve diffuse et l'importance de pouvoir garantir la réserve.
EDF	17.7.2 Expérimentation sous-mesures	fond	RTE propose l'ouverture de cette expérimentation donnant la possibilité d'utiliser la sous-mesure comme remontée de donnée. EDF souhaite rappeler que pour les services système comme pour les autres services (ajustement, participation au marché de gros), les effets du service rendu doivent pouvoir être évalués au niveau du système dans son ensemble pour être valorisés. C'est d'ailleurs le rôle d'un agrégateur que d'agréger des unités pour atteindre un effet significatif pouvant être évalué correctement à l'échelle du système électrique. En matière d'équilibrage, et notamment de services système, aucun effet utile ne peut être attendu d'actions individuelles qui seraient compensées par ailleurs : il n'est donc pas envisageable d'accorder une rémunération au titre de ces actions. Dans le cadre de cette expérimentation, EDF rejoint RTE sur l'importance de s'assurer de l'absence d'un phénomène de contre-réglage sur chacun des Sites où se trouvent les processus contribuant aux Services Système Fréquence. Dans son rapport de la précédente consultation, RTE avait proposé d'introduire pour une EDR de sites résidentiel un critère de conformité entre l'observabilité en temps réel de la sous-mesure et les données réelles d'un panel de sites résidentiel. EDF estime que cette proposition était de nature à valider la pertinence de la sous-mesure et souhaiterait savoir pourquoi cette proposition n'a pas été reprise dans l'expérimentation.		RTE approuve la nécessité de pouvoir évaluer les effets du service rendu au niveau du système dans son ensemble. Les discussions sont en cours sur le contrôle du réalisé du "diffus"
EDF	17.7.2 Expérimentation sous-mesures	fond	EDF souligne l'importance d'adapter les procédures de vérification de l'absence de contre-réglage au cas par cas en fonction de la nature des processus contribuant aux Services Systèmes, de leur mode de pilotage et des risques de contre-réglage associés. Par exemple, le pilotage d'un ensemble de bornes de recharge bidirectionnelle de véhicules électriques (V2G) contribuant aux Services Système fréquence et dé corrélé de tout système de pilotage d'autres processus sur les Sites où les bornes sont déployées ne comporte par construction aucun risque de contre-réglage. Ces considérations devraient être suffisantes pour justifier l'absence de contre-réglage lors de la certification d'une EDR composée de tels Sites, sans qu'il soit nécessaire de fournir des données complémentaires (en particulier des données de comptage) difficiles et coûteuses à collecter compte tenu du caractère diffus de la solution, ni une description détaillée de tous les autres processus présents sur chaque Site. De plus, l'utilisation systématique des sous-mesures comme données nominales de télémesures permettra une estimation très précise par RTE des triplets [P0est, Kest, Prest], en dépit de la diversité des Sites sur lesquels les bornes de recharge V2G sont appelées à être installées, en particulier en dépit des Sites pour lesquels le réglage fourni ne serait pas observable depuis le réseau.		L'utilisation des sous-mesures comme données nominales de télémesures est autorisée sous condition que RTE puisse vérifier de la bonne fourniture du service sur le réseau et l'absence de contre réglage. RTE rappelle la nécessité de vérifier de pouvoir évaluer les effets du service rendu au niveau du système, une justification de ce type n'est pas suffisante.
EDF	17.8 Expé agrégation injection/soutirage	fond	EDF accueille très favorablement l'introduction de la possibilité d'agréger des entités d'injection et de soutirage, qui devrait permettre l'émergence de nouvelles capacités. EDF juge cependant que les critères imposés sont trop restrictifs. Notamment, EDF ne comprend pas pourquoi les EDP soumises aux obligations de capacités constructives sont exclues de l'expérimentation. Il existe un intérêt à associer ces actifs de production à des moyens de stockage (qui sont des EDP Soutirages selon les définitions) afin d'augmenter leurs capacités de réglage ou de limiter l'usure des matériels : de telles agrégations ou hybridations devraient être permises dans la mesure où les capacités constructives existantes sont préservées. EDF regrette également que les travaux entamés depuis plusieurs mois ne permettent pas d'envisager une mise en œuvre avant mi-2021.	Suppression de la condition " Les EDP ne sont pas soumises aux obligations de capacité constructives relatives aux Réserves Primaire et Secondaire "	RTE souhaite dans un premier temps ne pas avoir d'agrégat avec des capacités ayant des obligations de RP et de RS. Celles-ci doient être observables et programmables independamment de facon à assurer le suivi des flux pour le réseau. Beaucoup d'évolution SI en cours rendent ces évolutions possibles qu'en mi 2021.
EDF	17.8 Expé agrégation injection/soutirage	fond	RTE demande que « L'agrégation permet d'augmenter la fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire de plus de la somme des valeurs de fourniture de Réserve Primaire et/ou de Réserve Secondaire des EDP ou EDP Soutirage ; ». Il convient de préciser les valeurs individuelles de référence pour vérifier l'exigence : s'agit-il des capacités constructives ? RTE indique que les EDP ne doivent pas être composées de sites diffus : cette notion mérite d'être définie car elle n'est précisée que dans les paragraphes suivants.		Il s'agit des valeurs "marchés". La notion de diffus a été précisée.
EDF	17.8 Expé agrégation injection/soutirage	fond	RTE écrit « Les conditions d'utilisation de l'offre relatives aux EDP constitutives des EDA doivent refléter la fourniture des réserves ». EDF observe qu'au sens des règles MA-RE, les « performances et contraintes techniques » se rapportent aux EDP (3.2.3) tandis que les CUO se rapportent aux EDA (4.3.1.3.2). EDF demande à RTE de confirmer sa lecture : - Les performances/CT des EDP constitutives des EDR doivent refléter la fourniture des SSY - les CUO des EDA constituées d'EDP appartenant à des EDR doivent refléter la fourniture des SSY		OK les corrections et les précicions ont été faites.
EDF	17.8 Expé agrégation injection/soutirage	fond	RTE écrit « Si un ensemble de sites fait partie d'une EDA, ils doivent être sous une ou plusieurs EDP Soutirage ». Il serait souhaitable d'être plus explicite sur ce qui est autorisé ou non en termes de liens entre EDP, EDA, EDR (cf remarque formulée ligne 15)		ok modifié en "si un ensemble de sites fait partie d'une EDA, ils doivent être sous une EDP Soutirage "
EDF	17.9 Expé mesure de fréquence centralisée	fond	La proposition de RTE prévoit qu'en cas de détection de réseaux séparés, si les sites de l'Entité de Réserve ne peuvent pas régler par rapport à la fréquence locale, alors le réglage doit être stoppé et l'information remontée à RTE. Il conviendrait de préciser si dans ce cas les acteurs seront soumis ou non à une pénalité. EDF s'interroge sur la façon dont RTE s'assurera de la sécurité du système avec suffisamment d'entités réglantes en cas de réseaux séparés.		Si lors d'une situation de réseaux séparés le comportement de l'EDR n'est pas conforme au comportement annoncé il n'y aura pas de pénalité mais le retrait de la certification pourra être étudié. A noter que si une entité est "réglante" au sein d'une EDR, celle ci doit régler sur une mesure locale et non centralisée, La mesure centralisée n'est autorisée que pour des entités diffuses non réglante,
EDF	17.9 Expé mesure de fréquence centralisée	fond	RTE indique que la gestion centralisée doit permettre de détecter des réseaux séparés, soit avec un écart entre les mesures de fréquence supérieur à 100 mHz pendant 1 seconde. EDF souhaite soulever le fait que le temps d'acquisition mentionné (inférieur ou égal à 0,2s) est celui de la mesure locale et non celui de la remontée de la mesure à l'algorithme centralisé : les systèmes de communication ne permettent pas une remontée aussi rapide. De façon générale, la qualification des moyens de mesure de fréquence pour ces entités (résolution, précision etc.) doit être clarifiée.		L'exigence sur le temps d'acquisition de la fréquence de 0,2s porte sur la fréquence qui est utilisée pour le pilotage de l'entité. Un écart de fréquence supérieur à 100mHz pendant 1 seconde doit être détecté mais le temps de traitement de l'information et de la mise en place de la réponse n'est pas précisé.

EDF	17.9.1 Expé mesure de fréquence centralisée sites diffus	fond	EDF accueille favorablement les dispositions proposées pour les sites diffus. Néanmoins, la définition des Sites concernés ne rend pas ces dispositions applicables au cas d'une EDR V2G. Pour ne pas limiter les possibilités de certification de premières EDR V2G fonctionnant sur la base de mesures centralisées de la fréquence, les dispositions du § 17.9.1 doit être rendues applicables aux Entités de Réserve composées de « Sites Diffus », au sens de la définition proposée par EDF ligne 9		RTE a proposé de changer la défintion des sites diffus, afin de ne pas bloquer les possibles solutions envisageables pour les expérimentations.Les V2G peuvent rentrer dans le cas de sites de soutirage aves mesure de frequence locale.
EDF	17.10 Evolution des EDR composées de sites diffus	fond	EDF accueille favorablement les dispositions spécifiques aux sites diffus. Néanmoins, la définition des Sites concernés ne rend pas ces dispositions applicables au cas d'une EDR V2G. Pour ne pas freiner le développement des flexibilités diffuses, en particulier des moyens de stockage non stationnaires comme le V2G, les dispositions du § 17.10 doit être rendues applicables aux Entités de Réserve composées de « Sites Diffus », au sens de la définition proposée par EDF ligne 9.		RTE a proposé de changer la défintion des sites diffus, afin de ne pas bloquer les possibles solutions envisagebles pour les expérimentations.
EDF	Annexe 4	fond	EDF souhaiterait que soient précisées les significations de réserve certifiée marché pour la réserve primaire. EDF comprend que pour la réserve secondaire la capacité marché correspondra à celle certifiée au titre de l'Annexe 16. Qu'en est-il pour la réserve primaire ? EDF souhaiterait également connaitre la façon dont les puissances certifiées actuellement dans l'Annexe 4 vont être converties en capacités marchés et/ou capacités raccordement.		Pour la réserve primaire, les capacités Marchés seront les capacités constructives au début, puis en lien avec l'article 17.8 pour les EDR agrégats cela sera les capacités certifiées selon l'Article 5.3 avec l'annexe 15.
EDF	Annexe 15 Trame stockage et agrégats	fond	Remarques générales sur l'Annexe 15 : EDF propose d'introduire un paragraphe dans le Chapitre 5 (Certification de l'Aptitude) précisant les modalités d'application de cette Annexe. En effet il n'est pas clair si cette trame s'appliquera à tout type d'agrégat ou uniquement à ceux incluant un ou plusieurs moyens de stockage. Notamment la trame n'est pas adaptée à des EDR de type injection multi EDP : il faudrait donc clairement les sortir du scope de cette Annexe. EDF identifie également que cette trame n'est pas adaptée à des EDR qui seraient identifiées comme des LER pour cause de rechargement via des apports naturels : elle est conçue pour des moyens de stockage disposant d'une stratégie de recharge par soutirage sur le réseau RPT(cf commentaire ligne 8). De même, il convient de clarifier que la certification de l'Aptitude des EDRs V2G, agrégats de « Sites Diffus » ou « Entités Diffuses » incluant exclusivement des moyens de stockage non stationnaires, sera basée sur la conformité aux exigences exprimées en Annexe 15. Le titre de la trame devrait être mis à jour en conséquence : il ne mentionne par exemple que les agrégats, sans préciser lesquels, et pas un moyen de stockage seul. Les liens avec les dispositions du § 17.1.2 méritent également d'être clarifiés.		RTE considère que cette trame est adapté pour tout type d'agégat voulant se faire certifier en Réserve Primaire, et il n'y a pas à faire de distinction pour ce que vous appelez le V2G pour lequel nous n'avons pas non plus de définition. Le nom pourrait être changé en Agrégat ou Stockage seul.
EDF	Annexe 15 Trame stockage et agrégats	fond	EDF souligne l'intérêt de la trame proposée par RTE pour permettre la certification à la réserve primaire des réservoirs à énergie limitée. Afin de s'assurer qu'il pourra servir de référence pour la certification et l'exploitation d'EDRs innovantes composées de moyens de stockage diffus comme le V2G par exemple, EDF estime que des échanges techniques avec RTE sont encore nécessaires afin d'affiner et/ou amender et/ou valider les dispositions proposées, notamment pour ce qui concerne les modalités de validation avant certification et de contrôle en phase d'exploitation du processus de gestion active du stock d'énergie de l'Entité de Réserve. EDF souligne son engagement à collaborer avec RTE pour élaborer dans les prochaines semaines une version consolidée de l'Annexe 15 utilisable pour la certification d'EDR V2G. Une première liste (non exhaustive) de questions ou propositions d'amendement est proposée dans le cadre de la présente réponse à consultation.		RTE est ouvert aux échanges sur la trame de certification.
EDF	Annexe 15 Trame stockage et agrégats + 5.3	fond	Le processus de validation qu'une entité et LER ou pas mériterait d'être clarifié (cf commentaire ligne 30). EDF comprend que la qualification se fera sur la base d'une déclaration de l'acteur dans le cadre d'un dossier d'information. RTE pourra demander la vérification du caractère de LER : sur quels critères ? quelle forme prendra cette vérification ?		RTE est ouvert aux propositions des acteurs pour la clarification du caractere LER ou non et ne souhaite pas imposer des méthodes. L'objectif est de démontrer la tenue pendant 2h à la hausse et à la baisse de la RP à pleine puissance. Comme il y a plusieurs façons de réaliser ces démonstrations en fonction de la composition des EDR pour la réalisation de la RP, RTE laisse le choix aux acteurs. RTE n'a que l'objectif de résultat.
EDF	Annexe 15 § 2.4	fond	La définition proposée pour les EDR de type diffus n'est pas adaptée au cas d'EDR V2G. EDF propose de la remplacer par la définition suivante : « EDR de type diffus » = « EDR composée d'« Entités Diffuses » (au sens de définition des « Entités Diffuses » proposée par EDF ligne 9)		RTE a proposé une évolution de la définition.
EDF	Annexe 15 § 2.5	forme		L'Annexe 15 introduit la notion de stockage « stand alone ». Par soucis de cohérence, EDF propose de reprendre la définition stockage autonome présentée en GT Stockage et dans la consultation sur le raccordement du stockage.	Il s'agit d'une Unité de Stockage Stationnaire au sens des règles SSYF
EDF	Annexe 15 § 2.5 et § 6	fond	RTE fait mention de son besoin d'observabilité du SoC des EDR avec LER. EDF se demande si RTE ne souhaite pas aussi observer l'énergie utile de ces EDR. En effet, en fonction des solutions utilisées, l'énergie utile de certaines EDR peut varier au cours du temps : notamment en fonction des besoins de mobilité exprimés par les utilisateurs pour le V2G ou des apports naturels dans les cadre de moyens hydrauliques. A ce stade, EDF s'interroge encore sur les indicateurs qui pourraient le mieux répondre aux besoins de contrôle de RTE. Ces questions devraient être abordées à l'occasion des échanges techniques proposés.		RTE est ouvert aux échanges ; Les définitions actuelles considerent une energie utile fixe. A premiere vue, il faut faire un ratio supplémentaire pour arriver au SOC.
EDF	Annexe 15 § 3	forme		"Une dynamique temporelle (délai d'activation pour la mise à disposition de cette réserve, et ~~délai~~ durée de maintien de fourniture de cette réserve) "	ok modifié.
EDF	Annexe 15 § 3	fond	RTE fixe des limites pour le gain K d'une EDR : entre 5 et 25 RP MW/Hz. Comment ont été calés ces seuils de gain, notamment le Kmin ?		Le Kmin de 5 MW/Hz correspond à un déagement de la réserve complète sur 200 mHz,le minimum programmable. Le 25 RP MW/Hz correspond à un dégagement de total de la réserve sur 40 mHz, au maximum actuellement sur le parc francais. RTE a voulu éviter des réponses se rapprochant d'un échelon et non d'une pente afin de réaliser un contrôle,
EDF	Annexe 15 § 3	fond	RTE demande que la bande morte soit mise à 0 en cas de participation au réglage de fréquence. EDF réitère sa demande de connaitre sa justification et l'article précis qui l'interdit dans le corpus règlementaire (règles, DTR, arrêtés en vigueur…). A la connaissance d'EDF, la bande morte nulle est simplement une recommandation dans un Implementation Guideline Document, non prescriptif. Avec la mise en oeuvre de RfG, la présentation d'un benchmark des valeurs d'insensibilité/bande morte retenue dans les principaux pays de la zone synchrone est indispensable. En l'état, EDF considère l'imposition d'une bande morte nulle non justifiable et pénalisante pour les producteurs français. Dans le cadre de la mise en œuvre du RfG et du raccordement de moyens de production, EDF appliquera ce qui sera défini dans l'arrêté à paraître. En exploitation, EDF suggère l'application de la règle GLSO, en l'occurrence à date : « {insensibilité + bande morte} <= 10 mHz ».	EDF suggère l'application de la règle GLSO, en l'occurrence à date : « {insensibilité + bande morte} <= 10 mHz ».	RTE confirme que la bande morte doit être à 0.

EDF	Annexe 15 § 3	forme		Mettre l'annexe en conformité avec les règles en précisant que : - La résolution de la mesure de fréquence doit être inférieure ou égale à 1mHz - La précision de la mesure de fréquence doit être la meilleure possible et dans tous les cas inférieure ou égale à 10mHz ; - L'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure ou égale à +-10mHz.	ok modifié
EDF	Annexe 15 § 3	fond	Dans la trame, RTE demande un délai d'activation du réglage primaire en 500 ms. Le rapport d'accompagnement explique que RTE souhaite retenir ces valeur pour les EDR pilotées par électronique de puissance et donc non synchrone. EDF revient sur la nécessité de préciser le type d'agrégat auquel s'applique la fiche (commentaire ligne 54). En effet, des agrégats peuvent contenir des moyens synchrones : le critère sur le délai d'activation doit alors rester à 2s. EDF estime qu'une activation du réglage primaire en 500ms est un temps court, surtout si la mesure de fréquence n'est pas locale.		RTE met en cohérence les règles avec la concertation de la DTR. Le délai peut être plus long et inférieur à 2s si cela est justifié par le responsable de réserve.
EDF	Annexe 15 § 3 et § 6	fond	RTE peut-il confirmer que la transmission de la fréquence mesurée sur le réseau n'est exigible que dans le cas d'une EDR avec mesure centralisée de la fréquence, et que cette exigence ne s'applique pas dans le cas d'une EDR composée exclusivement d'entités avec mesures locales de la fréquence ?		La transmission de la fréquence mesurée sur le réseau est exigible pour toutes les Entités de Réserve. La mesure à remonter est à définir au cas par cas (fréquence utilisée pour le plus gros processus réglant par exemple).
EDF	Annexe 15 § 4.1	fond	RTE peut-il préciser à quelles unités assurant un réglage proportionnel à l'écart de fréquence s'applique l'obligation de recourir à une mesure locale de la fréquence ?		Tous les sites réglant proportionnellement à la fréquence doivent régler sur une fréquence locale et non centralisée.
EDF	Annexe 15 § 4.2	fond	« Deux réseaux sont considérés comme étant séparés si l'écart entre les mesures de fréquence est supérieur à 100mHz pendant 1 seconde. La mesure de fréquence devra être consolidée dans le cas d'une gestion centralisée. » : Le terme grande ampleur n'est pas repris : faut-il comprendre qu'il a plusieurs type de réseaux séparés et que le comportement attendu des moyens de production diffère en fonction ?		Il n'y a qu'un type de réseaux séparés.
EDF	Annexe 15 § 4.2	fond	RTE indique « En cas de détection de réseau séparé de grande ampleur, seuls les unités ou sites disposant de mesure de fréquence locale et réalisant une variation de puissance proportionnelle à un écart de fréquence continuent de participer au réglage primaire de fréquence, les autres sites arrêtent de régler sauf si ils peuvent réagir selon la fréquence de leur région administrative ». Dans le résumé des cas, il est écrit " Chaque unité de l'EDR a une mesure locale et règle par rapport à cette mesure. » Il conviendrait de préciser ce qui est attendu : réglage dans la mesure du possible ? Quelles pénalités sont encourues dans chacun des cas détaillés ? (cf commentaire ligne 49)		En cas de détection de réseau séparé seuls les sites réglant par rapport à une mesure de fréquence locale ou selon la fréquence de leur région administrative continuent de régler. Il n'y a pas de pénalités. La perte de certification sera étudiée si le comportement observé est différent de celui annoncé dans le dossier de certification.
EDF	Annexe 15 § 4.2	fond	« La mesure de fréquence devra être consolidée dans le cas d'une gestion centralisée. » EDF souhaiterait que soit préciser ce qui est attendu par RTE : quel types de contrôles ou calculs ?		Dans le cas d'une gestion centralisée la fréquence utilisée doit être basée sur au moins 2 mesures de fréquences égales à la résolution près. Le type de contrôle ou calculs est à définir par le responsable de réserve.
EDF	Annexe 15 § 4	fond	Dans le rapport d'accompagnement (9.2.5), RTE indique que "l'EDR doit reprendre son fonctionnement normal sur demande de RTE. » EDF ne retrouve pas où cette exigence est déclinée. Il conviendrait de préciser comment cette demande de RTE va s'opérer techniquement, avec quel délai de mise en œuvre etc.		Ce processus n'est pas défini, il dépend des procesus de conduite et d'exploitation. La reprise pourra être demandée par téléphone par exemple.
EDF	Annexe 15 § 5 + 5.2	fond	EDF estime que le texte des règles et le dimensionnement demandé en Annexe 15 ne traduisent pas précisément l'exigence de l'article 156 de SOGL. RTE indique que les LER doivent tenir 15 minutes si l'écart fréquence passe au-dessus de 200mHz ce qui correspond à l'état d'urgence, alors que SOGL applique cette exigence à partir du passage en état d'alerte (déclenché par exemple si l'écart de fréquence est au-dessus de 100mHz pendant 5min ou au-dessus de 50mHz pendant 15min). Cette lecture du code SOGL a été réaffirmée par ENTSOE lors des webinars sur l'ACB sur la durée de tenue de la réserve primaire. L'ENTSOE renvoyait cependant aux déclinaisons nationales pour ce qui était du dimensionnement des actifs de stockage. Il convient donc de clarifier l'exigence au niveau national. EDF alerte cependant sur le fait qu'en l'état la proposition de RTE constitue une sur exigence par rapport au code SOGL, avec un impact potentiellement important sur le dimensionnement du stockage. Cela serait, de nature à freiner l'insertion du stockage sur ce marché.		RTE confirme que le comportement attendu en état d'urgence est le même qu'en état d'alerte. RTE considère que cela est plutôt à l'avantage des responsables de réserve car il permet d'utiliser le stock dédié à l'état d'alerte, et donc n'est pas de nature à freiner quoique ce soit. RTE précise que la durée de maintien du stock est prise en compte à partir de l'entrée en état d'alerte ou en état d'urgence dans le cas où l'état d'urgence n'est pas précédé d'un état d'alerte.
EDF	Annexe 15 § 5 + 5.2		Le « mode réserve » n'est pas clairement défini dans la trame, qui renvoie au texte des propriétés additionnelles de la FCR. Ce texte n'étant pas encore en vigueur, et au regard du besoin de clarification exprimé au point précédent, EDF souhaiterait que le mode réserve soit défini et expliqué.		RTE précisera la déclinaison du mode réserve une fois le texte européen validé.
EDF	Annexe 15 § 6	fond	RTE peut-il préciser si les télémesures demandées pour les unités de stockage doivent être transmises dans le cas d'une EDR avec « Entités Diffuses » (au sens de la définition proposée par EDF)? Si oui, RTE peut-il confirmer que ces télémesures ne devront être transmises qu'à la demande de RTE, en cohérence avec les dispositions proposées au § 4.2.4.2 ?		RTE demande les télémesures à la maille EDR. RTE ne souhaite pas agréger des EDP constituées d'entités diffuses et du stockage dans un premier temps, de facon à avoir des éléments de REX pour chacune des nouveaux types d'EDR.
EDF	Annexe 15 § 6	fond	RTE peut-il confirmer que la précision des capteurs de mesure demandée concerne les mesures de puissance active ?		OK rajouté comme indiqué dans la Norme à laquelle on fait référence;
EDF	Annexe 15 § 8	fond	EDF souhaite convenir avec RTE d'une méthode suffisamment simple de validation par RTE, en phase de pré-certification, du processus de gestion active du stock d'énergie d'une Entité de Réserve V2G. Ce point devrait être abordé avec RTE à l'occasion des échanges techniques proposés.		RTE est ouvert aux propositions concernant le processus de gestion du stock d'énergie pour ce type d'entités. La gestion du stock est validée par RTE lors de la phase de certification via la simulation.

EDF	Annexe 15 fiches essais	fond	EDF souhaiterait que RTE justifie les durées retenues pour les fiches essai et les simulations. Dans la fiche essai n°2, RTE demande un test d'une durée de 35 min, qui n'est pas cohérente avec la fiche essai n°14 de la trame de Cahier des Charges capacités constructives en vigueur, dans laquelle les essais 1 et 2 durent 15 min. Sans nouvelle décision remettant en cause la durée de tenue de la réserve primaire (résultats ACB), EDF estime que la durée des essais doit rester inchangée à 15 min, qui correspond à la durée de l'exigence actuelle. Il convient en effet de rationnaliser la durée des essais afin de garantir le maintien des exigences des règles, sans pénaliser les acteurs. Des essais sur site présentent un coût pour le producteur, d'une part de par l'impossibilité d'optimiser économiquement l'énergie valorisée sur les marchés de l'énergie durant ces phases d'essai, d'autre part car ces phases d'essais nécessitent la mobilisation de moyens (humains et matériels) coûteux qu'il est donc nécessaire de dimensionner a minima, dans le respect des exigences de critères d'aptitude en vigueur.		RTE a fait évoluer le temps de test pour voir la gestion de l'épuisement des EDR réservoir à énergie limité. Les fiches de la DTR s'appliquent aux nouvelles capacités et pas pour le stockage ou les agrégats par exemple. A noter que la durée totale de l'ensemble des nouveaux essais est inferieure à celle des essais demandés actuellement dans le cadre de la trame CdCCC arrêté 2008 (la durée des essais +/-50 mHz a été diminué de 15 à 5 min, et les essais +/- 15 mHz supprimés au profit d'une séquence de quelques minutes)
EDF	Annexe 15 fiches essais	fond	EDF demande à RTE de clarifier quelles sont les conditions initiales sur les fiches d'essai. La proposition de trame indique que « L'Entité de Réserve est à la puissance Pessai2 la plus défavorable vis-à-vis des critères de conformité (ex puissance de consigne à Pc minimum et état de charge le plus défavorable dans cette configuration en état normal de fréquence). » EDF estime que l'expression « en état normal de fréquence » n'est pas assez précise et peut faire référence à des situations très différentes : - une fréquence qui reste dans une plage standard (i.e. entre 49.95 et 50.05 Hz) - un réseau qui reste «en état Normal » mais avec une fréquence qui peut passer 4 min à 49.81 Hz, puis remonter à 49.96 Hz pendant 1 min, puis repasser 4 min à 49.81 Hz, puis remonter à 49.96 Hz pendant 1 min, etc. La deuxième situation conduisant nécessairement à une déplétion du stock, peu importe la stratégie de recharge choisie. EDF propose donc de préciser les conditions initiales en clarifiant ce qui est considéré être le cas le plus défavorable en état normal, par exemple : 1. Préciser qu'on doit considérer une fréquence dans la plage standard (i.e. +/- 50 mHz), ou 2. Choisir un point de fonctionnement qui serait le plus défavorable (couple Pc/SOC) sur la base des 3 années d'historiques simulées (simulation de la fiche Simulation no. 1). Ces clarifications sont d'autant plus nécessaires qu'elles impactent directement le choix du dimensionnement d'un moyen de stockage.		RTE laisse aux acteurs la possibilité de décrire les conditions les plus défavorables en fonction de la stratégie de recharge. La fiche indique une priorité d'abord à la Puissance de consigne la plus défavorable et ensuite un état de charge représentatif de ce qui peut arrive en état normal du réseau. Le dimmensionnement est réalisé sur la partie simulation, et normalement, la réalisation de l'essai n'impact par le dimmensionnement car en état normal de fréquence l'EDR doit respecter RP *15 min en énergie,
EDF	Annexe 15 - Annexe 3	fond	Il serait souhaitable que RTE indique quels types de contrôles de performance vont être appliqués sur les données qui seront communiquées à RTE dans le cadre de l'annexe 3 et comment cela affectera le calcul des pénalités de l'EDR en cas d'écart par rapport aux plages autorisées lorsqu'elles existent (en particulier en ce qui concerne la donnée de SOC)		L'annexe 3 est le modèle pour la remontée des données néceassaire à l'étape 1 et 2 pour les simulations si besoin et les tests échellon et 8h. Il n'y a pas de pénalité en cas d'essai pendant la certification par définition, Le contrôle sera défini à l'issue du REX,
EDF	Annexe 16 Trame réserve secondaire pente 600s	fond	Comme pour l'Annexe 15, EDF estime qu'il mériterait d'y avoir dans les règles un paragraphe précisant les modalités d'application de cette trame, ainsi que l'articulation avec la DTR (présente uniquement dans le document d'accompagnement).		précisé sous l'Article 5.3
EDF	Annexe 16 Trame réserve secondaire pente 600s	fond	Dans une logique de rationalisation des tests, EDF souhaite proposer les modifications suivantes : - Conserver une durée d'essai de 15 min, conformément à la trame de Cahier des Charges des capacités constructives en vigueur : fiche d'essai 15, dans laquelle les essais durent 15 min - Ne vérifier le maintien de la réponse et sa stabilité que pour le 1er essai, puis ne tester que la dynamique dans les essais suivants (ce qui réduirait leur durée à quelques minutes au lieu d'une heure en moyenne) - Permettre d'ajouter un détarage pour les essais 2 et 6 afin de fluidifier l'enchaînement entre les essais pour les CCG (conforme à la possibilité d'utiliser le détarage en fonctionnement normal)		RTE propose comme évolution intermédiaire de garder le maintien 30 min sur l'essai 1 (maintien de la réponse à Pmax) et 4 (et maintien à Pmin) et effectivement pour les autres essais de ne regarder que la dynamique . En se ramènerait à peu près à la durée avant. Pour les essais 5 à 8 on ne pourrait regarder que la dynamique. C'est un peu ce qu'on a fait sur la fiche 14 rfg et décliné aux batteries. (augmenter à 35 min les essais sur +/- 200 mHz et raccourcir les autres) Pour le dernier point, RTE est d'accord et même ça serait plus logique.
EDF	Annexe 16 Trame réserve secondaire pente 600s	fond	Dans une logique de rationalisation des tests, EDF souhaite que soit instruite la possibilité d'ajouter à la trame proposée par RTE les conditions particulières suivantes, déjà présentes dans les trames de l'article 8.14.1 et en annexe 2 de l'article 8.2 de la DTR : - Lorsque des groupes sont identiques ou font partie d'un même palier de puissance correspondant à des équipements de puissance et de régulations turbine identiques, les résultats « groupe en fonctionnement » d'un groupe tête de série sont suffisants et valables pour les autres groupes dès lors que le producteur fournit une attestation de comportement similaire des groupes (par exemple en invoquant l'utilisation de simulateurs temps réel, complétés par un système de supervision de type « e-monitoring »). Dans le cas où ces groupes font partie d'une même installation, le comportement du groupe objet de l'essai doit être représentatif du comportement qu'aurait chaque groupe si		RTE préfére laisser au cas par cas les éventuelles discussions et la méthode de vérificarion des certifications, notamment les fiches sont pour les certifications et non les contrôles périodiques et qui s'appliquent aux groupes installés avant 2000. RTE ne souhaite aucune généralisation de certification groupée à minima pour les groupes raccordés après 2000. Les obligations portent sur les groupes de production.
EDF					
EDF	Annexe 16 Trame réserve secondaire pente 600s	fond	EDF note une incohérence dans les essais 5 à 8 sur les valeurs initiales et finales du niveau N. Par exemple pour l'essai 5 : si l'on se place à Pmax-Pr, l'essai doit se faire en injectant un signal N de 0 à +1 (pour aller de Pmax-Pr à Pmax) et non de -1 à 0 : on parcourrait alors la plage Pmax-2.Pr à Pmax-Pr Idem pour les autres essais		On est dans le cas d'une réserve dissymétrique uniquement à la baisse. Dans ce cas l'installation aurait une puissance de consigne Pessai et ne réagirait qu'aux valeurs de niveau négatif. Donc à niveau -1 on serait bien à Pessai – Pr et en passant de -1 à 0 on passerait bien de Pessai – Pr à Pessai .
EDF	Annexe 16 Trame réserve secondaire pente 600s	fond	Dans cette trame, le Tmax (60s pour une nouvelle contractualisation) est remplacé par un délai de réaction Ti de 2s. EDF rappelle que le besoin technique de RTE lié à ce délai de réaction n'a pas été justifié pour la réserve secondaire : le réglage primaire et le réglage secondaire ont par nature des dynamiques différentes, l'application du même délai pour les deux réglages n'est donc pas évidente. EDF note une contradiction entre ce Ti et les règles, qui autorisent une performance équivalente à une constante de temps de 60s (15.2.3.2.1). En effet, en réponse à une rampe, on doit retrouver ce temps autorisé (Teq=60s) sur le Tmax anciennement autorisé sur le gabarit. Le Ti=2s ne peut se substituer au Tmax de la précédente fiche, car cela reviendrait à dire que Teq autorisé n'est plus de 60s mais de 2s. EDF demande donc que ce temps Ti ne soit applicable qu'aux entités des catégories 2 et 3 (mises en service après le 15 juillet 2000) qui sont celles auxquelles s'appliquent les capacités constructives. Une incapacité à respecter ce délai pour ces dernières catégories sera justifié par des éléments techniques.		Ce n'est pas tout à fait exact. On a remplacé le 20 sec par le 60 Sec et ajouté en complément le TI. Il est vrai que dans le cas d'un stimuli en rampe la constante de temps est équivalente à un décalage temporel de la réponse par cette valeur . En se plaçant du point de vue de l'automaticien sur les premiers instants, l'introduction de ce délai de réaction impose bien une réponse très rapide, mais ce n'est pas le cas ensuite sur le reste du stimuli. Sur le Teq 60s, encore une fois, il ne faut pas confondre, exigences de certification et critère de contrôle. On peut avoir une différence entre les deux, mais les exigences de contrôle ne correspondent pas forcément aux exigences règlementaires.