Réseau de transport d'électricité

Rapport de consultation sur l'évolution des règles services système

Document d'accompagnement

30 septembre 2016

Table des matières

1. Contexte 4
1.1 Les services système 4
1.2 Cadre législatif 4
1.3 Exposé des motifs et périmètre du projet d'évolution des règles 5
1.4 Concertation, appel à contributions et consultation préalables 5

2. Constituion de la réserve primaire par appel d'offres transfrontalier 7
2.1 Contexte 7
2.2 Description de la « FCR cooperation » 8
2.3 Phase transitoire 10
2.4 Evolutions ultérieures des modalités de l'appel d'offres 10
2.5 Définition de la date de mise en œuvre 10
2.6 Adaptation du régime d'indemnités 10
2.7 Adaptation de l'obligation de mise à disposition des capacités constructives 12
2.8 Situations de repli 13

3. Régime d'inaptitudes temporaires 14
3.1 Contexte 14
3.2 Analyse et proposition de RTE 14

4. Autres évolutions 16
4.1 Séparation des sections fréquence et tension 16
4.2 Mise en conformité des règles avec la désignation des NEMO en France 16
4.3 Conséquences des défaillances de réglage en cas de constitution par ajustement 16
4.4 Simplification de la gestion du périmètre de réserve 17
4.5 Suppression d'indicateurs 17
4.6 Expérimentation de l'agrégation injection soutirage 17
4.7 Baisse de la résolution de la certification 18
4.8 Clarification concernant la réalisation du test de la fiche 16 dans tous les cas 18
4.9 Gestion des groupes programmant des réserves 18
4.10 Clarification de la gestion des groupes de production en essai 18
4.11 Suppression des références au marché secondaire organisé 19
4.12 Précisions concernant les imports/exports de réserve 19
4.13 Clarification relative aux clefs de répartition de l'énergie de réglage 19
4.14 Exigence de sécurité pour le raccordement au réseau de téléconduite de RTE 19

5. Réponses détaillées 21

1. CONTEXTE

1.1 Les services système

Les services système regroupent deux catégories de services : (i) les services système fréquence/puissance, incluant les réglages primaire et secondaire de la fréquence, et (ii) les services système tension, incluant les réglages primaire et secondaire de la tension, ainsi que le traitement spécifique de la compensation synchrone.

Le rôle du réglage primaire de la fréquence est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de toutes les installations aptes de la zone continentale européenne synchrone, le rétablissement en trente secondes de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables. A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire de la fréquence permet de rétablir les échanges entre les zones de réglage interconnectées à leur valeur nominale et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

Le réglage de la tension a pour but de maintenir cette grandeur dans un domaine acceptable pour les matériels et le bon fonctionnement global du système et d'éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension. La tension est un paramètre physique local du réseau électrique ; il est fortement influencé par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. RTE utilise des sources de puissance réactive, généralement des groupes de production, réparties sur le réseau public de transport pour assurer le réglage de la tension. Comme pour la fréquence, alors que le réglage primaire de tension est un réglage automatique instantané et local exercé au niveau de chaque groupe de production y participant, le réglage secondaire de tension est asservi à un niveau élaboré régionalement et permettant une coordination entre les actions des différents groupes de production.

1.2 Cadre législatif

En application de l'article L.321-11 du Code de l'énergie, RTE propose des règles services système encadrant les modalités de participation et de rémunération, qui doivent être approuvées par la Commission de régulation de l'énergie avant leur entrée en vigueur : *« Le gestionnaire du réseau public de transport veille également à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau. Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre ».*

Les règles services système précisent les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition et de sollicitation par RTE auprès des participants des contributions aux services système des différentes installations aptes pour le réglage de la tension et de la fréquence.

1.3 Exposé des motifs et périmètre du projet d'évolution des règles

Dans sa délibération pour orientation du 2 juin 2016[1], la CRE indique être *« favorable à ce que RTE rejoigne la coopération des GRT allemands, autrichien, suisse et néerlandais (« coopération FCR ») pour la constitution de la réserve primaire dès janvier 2017 »* et *« demande à RTE de lui transmettre, avant le 15 septembre 2016, une proposition de règles services système avec pour objectif une mise en œuvre au 1er janvier 2017 »*.

Dans sa délibération du 3 décembre 2015[2], la CRE a demandé à RTE de conduire *« d'ici le 31 juillet 2016, une concertation avec les acteurs de marché sur une évolution du régime des inaptitudes temporaires »*, et *« de lui soumettre, d'ici le 15 septembre 2016 au plus tard, une proposition de règles services système intégrant les évolutions du régime des inaptitudes temporaires »*.

Par ailleurs, d'autres évolutions des règles ont été instruites dans le cadre du GT services système fréquence de la Commission accès au marché, à l'initiative des acteurs de marché ou de RTE. La proposition d'évolution des règles services système, objet de cette saisine, intègre des propositions de modification issues de deux délibérations de la CRE de décembre 2015 et juin 2016, des demandes exprimées lors des réunions de concertation, et des retours des acteurs de marchés recueillis lors de la consultation de juillet 2016.

1.4 Concertation, appel à contributions et consultation préalables

Les réunions du GT services système fréquence se sont déroulées de juin 2015 à juin 2016 pour traiter des sujets listés précédemment. Les présentations ainsi que les ordres du jour des réunions sont disponibles sur le site du CURTE[3]. Par ailleurs, RTE a lancé un appel à contributions[4] du 27 novembre au 18 décembre 2015 afin de recueillir les avis des acteurs de marché sur l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire. Les contributions peuvent être consultées sur le site du CURTE[5].

Suite à ces travaux, RTE a adressé à la CRE le 22 février 2016 un rapport concernant l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire et préconisant un mode de constitution reposant sur un appel d'offres transfrontalier afin de bénéficier d'un potentiel d'optimisation sur un périmètre plus large et d'une concurrence accrue entre les acteurs de marché. Cette solution répond par ailleurs à un souhait formulé depuis 2011 par les producteurs obligés, le passage à une constitution par appel d'offres en remplacement de la prescription associée à un marché secondaire. Le rapport de RTE est disponible sur le site du CURTE[6].

La CRE a délibéré pour orientations le 2 juin 2016 sur la base du rapport de RTE et après avoir recueilli les avis des acteurs de marché lors d'une table ronde organisée le 26 mai 2016.

[1] http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance/consulter-la-deliberation
[2] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3/consulter-la-deliberation
[3] https://www.concerte.fr/commissions/cam-gt-ssy-fr%C3%A9quence

[4] https://www.concerte.fr/system/files/concertation/Appel%20%C3%A0%20contributions%20-%20Appel%20d%27offres%20transfrontalier%20de%20r%C3%A9serve%20primaire_0.pdf
[5] https://www.concerte.fr/concertation/constitution-des-r%C3%A9serves-primaire-par-appel-doffres-transfrontalier
[6] https://www.concerte.fr/sites/curte/files/Rapport%20AO%20RP%20XB%20final_0.pdf

Dans la continuité des travaux listés précédemment et de la délibération portant orientations de la CRE sur les services système fréquence, RTE a mené une consultation du 6 au 31 juillet 2016 portant sur l'évolution des règles services système. Les retours de consultation ainsi que les réponses apportées par RTE se trouvent au chapitre 5.

Le calendrier des travaux est représenté ci-dessous :

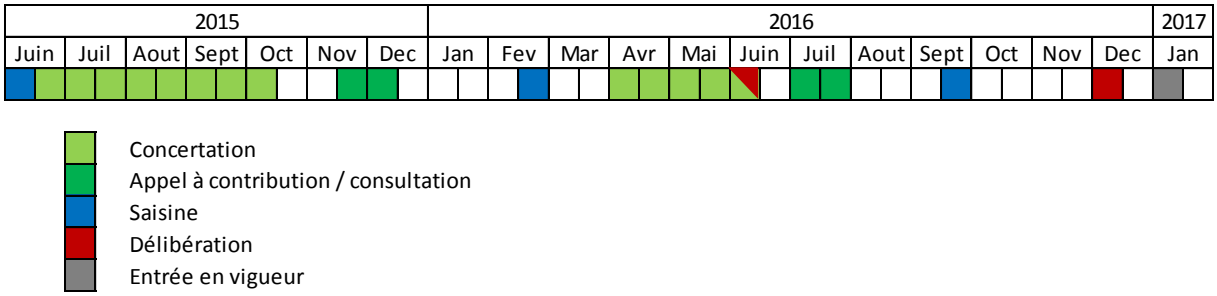


Figure 1: calendrier de la concertation services système fréquence pour la modification du mode de constitution de la réserve primaire et l'élaboration des règles v4

2. CONSTITUION DE LA RESERVE PRIMAIRE PAR APPEL D'OFFRES TRANSFRONTALIER

2.1 Contexte

RTE a transmis le 22 février 2016 à la CRE et aux acteurs de marché un rapport proposant l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire vers un appel d'offres transfrontalier. Cet appel d'offres transfrontalier serait mis en œuvre via le couplage du marché français de réserve primaire à celui de l'Allemagne, l'Autriche, de la Belgique, des Pays-Bas et de la Suisse (marché commun de réserve primaire mis en œuvre par les GRT dénommé coopération FCR). Le GRT danois devrait rejoindre la coopération pour la partie continentale du Danemark selon un calendrier inconnu de RTE.

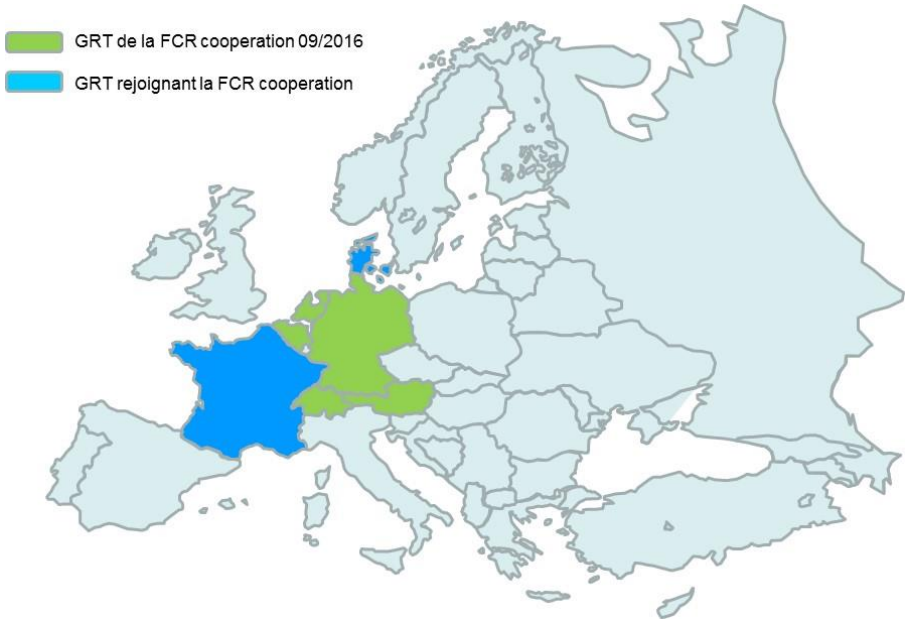


Figure 2: carte de la FCR cooperation

Dans sa délibération pour orientation du 2 juin 2016[7], la CRE indique être *« favorable à ce que RTE rejoigne la coopération des GRT allemands, autrichien, suisse et néerlandais (« coopération FCR ») pour la constitution de la réserve primaire dès janvier 2017 »*, tout en partageant les points d'attention identifiés par RTE, à savoir la gouvernance de la coopération et les règlements financiers entre GRT.

Fin juin, début juillet 2016 tous les GRT et régulateurs des pays concernés ont déclaré accepter la mise en œuvre d'un marché commun de réserve primaire avec la France. Ce couplage est associé à :

- une période transitoire limitant les imports et exports de la France, décrite au chapitre 2.3 ;
- une modification des règlements financiers entre GRT de manière à garantir l'intérêt économique pour chaque pays à rejoindre le marché commun de la réserve primaire ; et
- le lancement d'une consultation publique commune, décrite au chapitre 2.4.

[7] http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance/consulter-la-deliberation

L'évolution principale proposée est l'adaptation des règles services système pour intégrer l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire. Le fonctionnement actuel de la coopération FCR est décrit au chapitre 2.2. Il est retranscrit tel quel dans la proposition de règles (produit, processus, critères de sélection, rémunération, transparence). Certaines modalités liées à la contractualisation listées ci-après dont la mise en œuvre reste définie au niveau national ont fait l'objet de la consultation de juillet 2016.

2.2 Description de la « coopération FCR »

L'appel d'offres est hebdomadaire. Il se déroule le mardi après-midi précédent la semaine de livraison (semaine du lundi 0h au dimanche 24h). Il est organisé selon un modèle 'TSO-TSO[8]' ; les acteurs de marché[9] déposent leurs offres auprès du gestionnaire de réseau de transport (GRT) de leur zone de raccordement, les GRT mettent ensuite en commun ces offres dans un système de sélection central des offres[10].

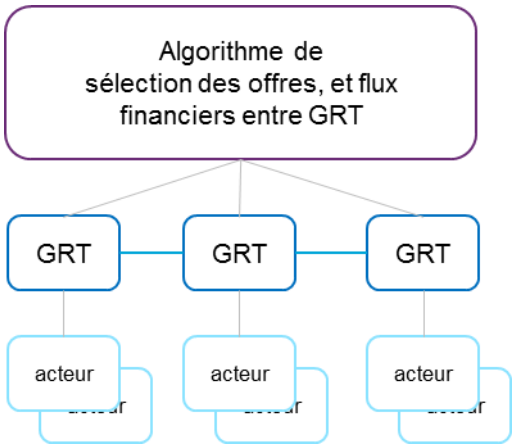


Figure 3: structure de l'appel d'offres transfrontalier

Le besoin total contractualisé est la somme de besoins des différents GRT participants. Les offres sont sélectionnées par un algorithme visant à minimiser les coûts de constitution, tout en respectant les limites d'import/export par pays définies par ENTSO-E. Ces limites sont exprimées en MW par pays, et ne sont pas attitrés à une frontière spécifique (contrairement aux ATC[11] exprimées bilatéralement entre deux zones de marché). Elles sont issues des contraintes convenues entre GRT au sein de la Policy 1 d'ENTSO-E et reprises dans le futur règlement européen « Electricity transmission system operation »[12]. Pour la France, cette contrainte se traduit en une limite d'export d'environ 170 MW et une limite d'import d'environ 400 MW.

Cet appel d'offres repose sur un unique produit, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- livraison du lundi 0h, au dimanche 24h (produit base hebdomadaire),
- produit symétrique, pouvant être activé à la hausse comme à la baisse,

[8] TSO : transmission system operator = GRT
[9] Dans le projet de règlement « Electricity balancing », les acteurs déposant des offres sont dénommés BSP : balancing service provider
[10] Central clearing system « CCS »
[11] Available Transfer Capacity
[12] Article 50.2

- taille minimale des offres 1 MW, et résolution d'1 MW,
- produit divisible en volume par pas de 1 MW (toute offre peut être partiellement retenue en multiples de 1 MW)[13].

Les offres sélectionnées sont rémunérées au prix de l'offre.

Les prix moyens et marginaux de la réserve primaire en Allemagne, depuis l'introduction des enchères hebdomadaires en Allemagne, sont disponibles sur www.regelleistung.net ; ils sont représentés dans le graphique ci-dessous.

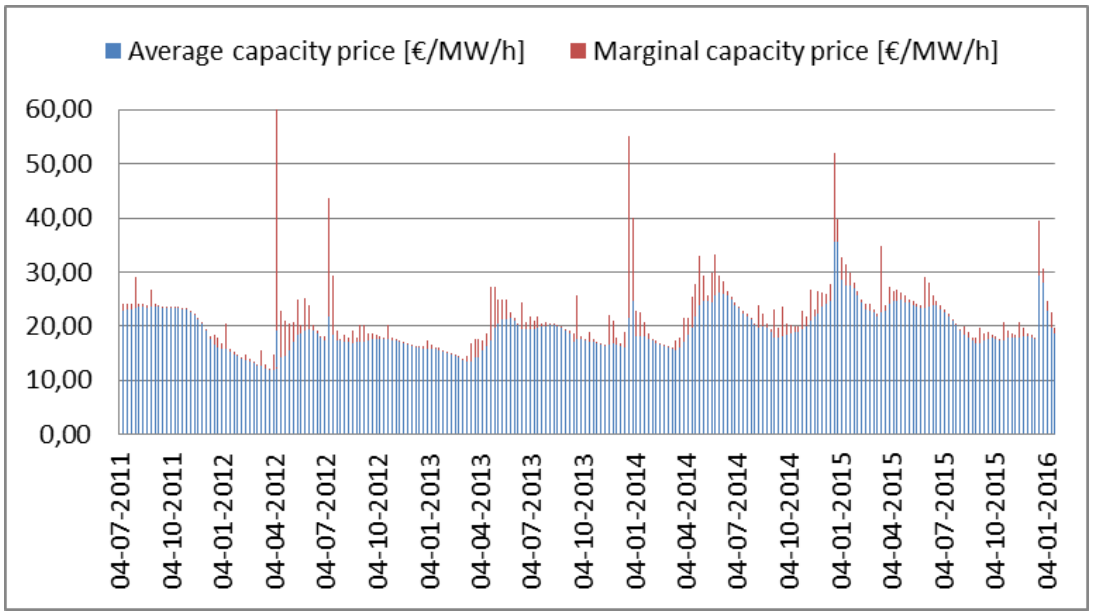


Figure 4: historique de prix de la réserve primaire en Allemagne

Une comparaison et une analyse des différences entre les règles de marché en France et en Allemagne a été menée par RTE. Celle-ci peut être consultée dans le rapport de RTE du 22 février 2016.

Les acteurs de marché français déposeront leurs offres et pourront consulter les résultats des enchères sur la plateforme www.regelleistung.net.

[13] Il est à noter que les règles de marché suisse permettent le dépôt d'offres indivisibles. Des règles de gestion spécifiques sont associées à ces offres indivisibles, pouvant conduire dans certains cas à un découplage du marché Suisse de la réserve primaire.

2.3 Phase transitoire

Les GRT et les régulateurs des pays concernés ont décidé de manière conjointe que l'adhésion de la France à la coopération FCR débuterait par une phase de test de 6 mois. Durant ces 6 mois les imports de la France seront limités à 30% du besoin de RTE (soit environ 171 MW) au lieu de 70%, et les exports seront de la France seront limités à 15% du besoin de RTE (soit environ 85 MW) au lieu de 30%.

A l'issue de cette phase transitoire, une analyse devra évaluer si ces limitations peuvent être levées, en étudiant notamment la formation des prix de la réserve primaire.

2.4 Evolutions ultérieures des modalités de l'appel d'offres

Les GRT allemands, autrichien, belge, danois, français, néerlandais et suisse, avec l'accord de leurs régulateurs, conduiront une consultation commune début 2017 portant sur des évolutions possibles de la coopération FCR. A cette fin des ateliers de concertation communs (*« workshop »*) seront organisés. A l'issue de cette consultation, les GRT élaboreront une proposition commune d'évolution des modalités de la coopération FCR aux différents régulateurs concernés.

Le périmètre de cette concertation devrait *a minima* couvrir les sujets suivants :

- fréquence de l'appel d'offres et durée des produits ;
- offres indivisibles et critères d'acceptation ;
- échanges transfrontaliers entre acteurs ;
- rémunération au prix marginal ; et
- taille minimale de l'offre et modalités d'agrégation.

Cette consultation devrait aussi permette aux acteurs d'identifier les différences de règles de marché les plus importantes entre pays.

2.5 Définition de la date de mise en œuvre

La délibération de la CRE demande une mise en œuvre en janvier 2017. La date de mise en œuvre proposée pour l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire est le 16 janvier 2017 (date de livraison), avec une première enchère se tenant le 10 janvier 2017. Cette date a été choisie de manière à ce que la première enchère ne se déroule pas pendant les congés de fin d'année. Cette proposition n'a pas fait l'objet d'objections de la part des acteurs de marché.

RTE a transmis aux acteurs de marché français les modalités techniques de fonctionnement de la plateforme www.regelleistung.net (pour le dépôt d'offres et la prise de connaissance des résultats) et les impacts sur les processus actuels via les règles SI.

2.6 Adaptation du régime d'indemnités

Au sein de la coopération FCR le régime d'indemnités reste défini à la maille nationale et diffèrent entre les pays concernés (ils sont basés sur le *clean spark spread* en Belgique, ou s'élèvent à 10 fois le prix de l'offre en Allemagne par exemple). Avec la modification du mode de constitution de la réserve primaire, il convient de s'interroger sur l'opportunité ou la nécessité de faire évoluer le régime d'indemnités.

2.6.1 Description de la situation actuelle

Des indemnités sont perçues par RTE quand le responsable de réserve présente un bilan de réserve négatif c'est-à-dire quand le responsable de réserve ne programme pas suffisamment de réserve pour respecter ses engagements (ou obligations). Actuellement le régime d'indemnités prévu par les règles services système repose sur les quatre éléments suivants :

- une indemnité élémentaire pleine s'élevant au prix régulé de l'obligation auquel s'ajoute le prix spot ;
- une indemnité élémentaire réduite pendant maximum 24h à l'issue d'un aléa s'élevant à 120% du prix régulé de l'obligation, se substituant à l'indemnité élémentaire pleine. Seuls les acteurs n'ayant pas la capacité de reconstituer les services système au sein de leur propre portefeuille sont éligibles à cette indemnité élémentaire réduite ;
- une suspension de l'indemnité jusqu'au prochain guichet infra journalier en cas d'aléa (période de 1 à 2h) ; et
- un maintien de la rémunération de l'obligation dans tous les cas avec l'application d'un netting des flux financiers quand cela est possible (appelé netting partiel de la rémunération).

2.6.2 Evolution de l'indemnité élémentaire pleine

Il apparait nécessaire que l'indemnité soit identique pour tous les acteurs quand des échanges sont possibles entre acteurs, ce qui est le cas en France. Ainsi les régimes d'indemnités basés sur les prix de l'offre de l'acteur doivent être écartés.

Deux scénarios ont été analysés dans le cadre de la concertation pour ce qui concerne l'indemnité élémentaire pleine :

- le statu quo (prix régulé de l'obligation plus le prix spot) ;
- le prix moyen pondéré des offres retenues en France plus le prix spot.

Le premier scénario présente l'inconvénient de faire référence au prix régulé historique. Le second scénario présente l'inconvénient d'avoir une composante incertaine plus forte dans la mesure où le prix moyen pondéré des offres retenues en France n'est pas connu avant la définition des prix d'offres des acteurs ; cette incertitude pourrait conduire les acteurs à inclure une prime de risque additionnelle dans la définition de leurs prix d'offres.

Les deux scénarios sont relativement proches. De manière pragmatique, RTE propose le statu quo, mais pour RTE le second scénario est tout aussi acceptable. Les acteurs de marché ont soutenu, sur cette proposition de statu quo ou n'ont pas fait d'objections sur ce point.

2.6.3 Evolution de l'indemnité élémentaire réduite

L'indemnité élémentaire réduite permet d'éviter aux acteurs ne disposant pas de capacités de reconstitution des services système au sein de leur portefeuille, de chercher à acquérir des réserves auprès d'une contrepartie, ou de fiabiliser leur dispositif de réglage. Dans ce cas, c'est RTE qui reconstitue les services système au moyen d'ordres spécifiques sur le mécanisme d'ajustement. La différence entre le coût de reconstitution et l'indemnité élémentaire réduite est supportée par les utilisateurs du réseau.

Ce régime favorise la participation de petits acteurs en supprimant tout risque lié aux conséquences financières d'une défaillance de réglage. Cette aide a cependant des conséquences négatives : (i) elle n'incite pas les acteurs en question à fiabiliser leur dispositif de réglage, (ii) elle introduit une différence de traitement entre les acteurs financée par les utilisateurs du réseau et (iii) elle ne favorise pas le développement des échanges de réserve en infra journalier.

Pour RTE, pendant la fenêtre du marché infra-journalier, ce sont les acteurs qui doivent réaliser le placement des services système et non le GRT via le mécanisme d'ajustement, comme cela est réalisé sur le marché de l'énergie.

RTE propose ainsi la suppression du régime d'indemnité élémentaire réduite pour la réserve primaire quand la constitution s'effectuera par appel d'offres. Les acteurs étant libres de déterminer le prix de leur offre, ils pourront y intégrer le risque financier lié aux éventuelles défaillances.

Tous les acteurs s'étant exprimé sur ce sujet sont opposés à la suppression de l'indemnité élémentaire réduite à l'exception d'un acteur. La principale difficulté soulevée est l'absence actuelle d'échanges de réserves entre acteurs en infrajournalier.

L'indemnité élémentaire réduite ne favorise pas le développement des échanges de réserves en infrajournalier. Cependant dans la mesure où il est difficile d'évaluer ex ante si la suppression de cette indemnité élémentaire réduite permettra la mise en œuvre effective d'échanges de réserves entre acteurs en infrajournalier, RTE propose que le retour d'expérience sur la mise en œuvre de la contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres transfrontalier comporte un volet sur les échanges de réserves entre acteurs en infra journalier en cas d'aléa.

2.6.4 Synthèse

En synthèse, pour la contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres, le statu quo est proposé pour l'indemnité élémentaire pleine et la suppression de l'indemnité élémentaire réduite. Le netting partiel de la rémunération et la suspension de l'indemnité jusqu'au prochain guichet infra journalier sont conservés.

Quoi qu'il en soit, RTE estime que le régime de pénalités (indemnités et abattements) des réserves primaire et secondaire, devra faire l'objet d'une révision complète dans les prochaines années, en lien avec les évolutions du régime de pénalités des réserves rapide et complémentaire, l'harmonisation européenne des règles de marché pour la FCR, et les questions précédemment identifiées associées au régime actuel.

2.7 Adaptation de l'obligation de mise à disposition des capacités constructives

L'article L. 321-11 du Code de l'énergie prévoit que « *tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre* ».

Dans le cadre du passage à une constitution de la réserve primaire par appel d'offres et afin d'assurer la compatibilité des règles services système avec les dispositions du Code de l'énergie, RTE propose de rendre obligatoire la participation à l'appel d'offres pour les capacités visées par cet article du Code de l'énergie.

Pour les acteurs disposant d'un portefeuille important, cette participation obligatoire serait cependant limitée au besoin de RTE.

Les acteurs étant dans l'incapacité technique de mettre à disposition leurs capacités constructives sur la période de contractualisation concernée devront en informer RTE en précisant les raisons.

Les deux acteurs s'étant exprimés sur ce point ont indiqué préférer une participation facultative.

2.8 Situations de repli

En cas de dysfonctionnement de l'appel d'offres transfrontalier de réserve primaire, chaque pays est responsable de la définition des modalités de constitution de la réserve primaire. Ces situations sont appelées situations de repli.

Pour la France, il est proposé dans ces cas que la constitution s'effectue intégralement par obligations comme actuellement pour tous les jours de la semaine concernée. Ce choix conduit à maintenir le dispositif d'obligations pour la réserve primaire pour les périodes concernées ; il sera de plus maintenu pour la réserve secondaire.

Les dysfonctionnements possibles de l'appel d'offres peuvent être liés à des problèmes techniques ou informatiques, ou à une insuffisance d'offres déposées par les acteurs de marché. Depuis la création de la FCR coopération en avril 2015, aucune enchère n'a dû être annulée.

Les acteurs de marché partagent cette proposition concernant la gestion des situations de repli. La plupart des commentaires portent sur les modalités d'encadrement de résolution des éventuels problèmes récurrents par retour transitoire au dispositif de prescription.

3. REGIME D'INAPTITUDES TEMPORAIRES

3.1 Contexte

Dans sa délibération du 3 décembre 2015[14], la CRE a demandé à RTE de conduire *« d'ici le 31 juillet 2016, une concertation avec les acteurs de marché sur une évolution du régime des inaptitudes temporaires »*, et *« de lui soumettre, d'ici le 15 septembre 2016 au plus tard, une proposition de règles services système intégrant les évolutions du régime des inaptitudes temporaires »*.

Il convient tout d'abord de rappeler le mode de constitution actuel des réserves primaire et secondaire. RTE constitue actuellement les réserves primaire et secondaire auprès des acteurs disposant de groupes de production aptes, en répartissant entre ces acteurs son besoin de réserve au prorata de la puissance programmée par les groupes aptes de chaque acteur.

Le régime d'inaptitude temporaire est une disposition des règles services système permettant une exemption d'obligation de réserve pour un acteur obligé dans deux cas précis. Le premier cas porte sur les installations hydrauliques lors qu'elles sont soumises à des aléas externes (type crue, ou apport hydraulique non maîtrisé). Le second cas porte sur des inaptitudes temporaires des groupes thermiques notamment lors des périodes de démarrage, d'arrêt et de modulation pour les acteurs présentant strictement moins de 5 entités de réserve dans leur portefeuille. Dans les deux cas, les acteurs indiquent présenter des inaptitudes temporaires techniques à la fourniture de capacité de réglage, et sont ainsi exemptés d'obligation à partir de ces groupes de production.

Cette disposition trouve son origine dans les contrats services système avant l'élaboration des premières règles services système en 2013. Elle s'explique par le fait qu'historiquement pour les services système, seules les capacités aptes à fournir le service à un instant donné étaient obligées de fournir le service à cet instant. La limite de 5 entités s'explique elle par le fait que les acteurs disposant d'un portefeuille conséquent ont la possibilité de foisonner les inaptitudes temporaires de leurs installations de production pour fournir le service à RTE tout au long de la journée, contrairement aux autres.

Lors de l'élaboration du premier jeu de règles services système en 2013, la CRE s'était interrogée sur la différence de traitement entre acteurs liée ce régime, et notamment la justification du chiffre 5. En 2013, la CRE avait estimé que ce sujet pouvait être instruit en 2016.

3.2 Analyse et proposition de RTE

Il convient tout d'abord de souligner que ce régime est intimement lié au mode de constitution des réserves par prescription. La problématique du régime d'inaptitudes temporaires disparait en cas de constitution par appel d'offres.

Le régime d'inaptitudes temporaires s'appliquerait donc à partir de janvier 2017 uniquement pour la réserve secondaire (et pour la réserve primaire en cas de situation de repli).

[14] http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3/consulter-la-deliberation

Pour les acteurs obligés n'ayant pas la capacité de fournir des services système avec leur propre portefeuille, la suppression du régime d'inaptitudes temporaires impliquerait de devoir acquérir des réserves sur le marché secondaire de gré à gré, ou d'être confronté aux indemnités prévues par les règles. Cela exposerait ces acteurs au différentiel de prix entre le prix régulé de rémunération du service, et le coût réel de fourniture (qu'il soit positif ou négatif) ; ce différentiel de prix étant porté actuellement par les acteurs non éligibles à ce régime. De plus, pour que cette suppression ne dégrade pas l'efficacité économique actuelle du système, il faudrait que le marché secondaire de gré à gré permette des échanges efficaces entre acteurs dans ces cas.

L'extension du régime d'inaptitudes temporaires à tous les acteurs (i.e. la suppression du seuil de 5 entités) présente quant à elle une autre difficulté. Il s'agit de la capacité à garantir la constitution des réserves pour RTE via le dispositif d'obligations. Si tous les acteurs pouvaient faire valoir des situations d'inaptitudes temporaires, on peut craindre des niveaux d'obligations supérieurs aux capacités constructives des groupes démarrés dans certains cas spécifiques. Ces cas spécifiques sont actuellement gérés par l'acteur historique dont la gestion de portefeuille intègre ces contraintes.

Il est difficile de justifier le seuil de 5 entités de réserve dans le régime actuel d'inaptitude temporaire, comme il serait difficile de justifier tout autre chiffre.

En conséquence, RTE propose de manière pragmatique le statu quo concernant le régime d'inaptitudes temporaires puisque la problématique disparait naturellement en cas de constitution des réserves par appel d'offres. Le régime d'inaptitudes temporaires continuerait de s'appliquer tel quel en cas de constitution par obligations (c'est-à-dire à partir de janvier 2017 pour la réserve secondaire et pour la réserve primaire en cas de situation de repli). Le seuil resterait fixé à 5 entités de réserve.

Un seul acteur a formulé une objection sur cette proposition.

4. AUTRES EVOLUTIONS

Ce chapitre liste succinctement toutes les autres évolutions contenues dans le projet d'évolution des règles services système.

4.1 Séparation des sections fréquence et tension

De manière à faciliter l'évolutivité des sections fréquence et tension, il est proposé de scinder les règles services système en deux jeux de règles strictement indépendants. En effet, les deux sections n'avaient que la partie générale en commun et évoluent selon des calendriers indépendants.

Aucune évolution de la section tension n'est proposée dans cette saisine : il s'agit uniquement de la création d'un jeu de règles tension indépendant du jeu de règles fréquence. Aucun acteur n'a fait de commentaire sur les règles services système tension.

Il sera demandé aux acteurs de renouveler leurs accords de participation à l'occasion de la mise en place des nouvelles règles séparées fréquence et tension.

Cette séparation a été soutenue par les acteurs de marché.

4.2 Mise en conformité des règles avec la désignation des NEMO en France

Conformément à la délibération de la CRE du 3 décembre 2015 portant désignation des opérateurs des marchés journalier et infra journalier de l'électricité en France (NEMO), les règles services système doivent évoluer de manière à ne plus faire référence uniquement à EPEX SPOT. Les règles services système feront dorénavant référence de manière générique aux NEMO désignés en France pour ce qui est de la publication des résultats du marché journalier et la détermination du prix spot de référence pour les formules d'indemnités.

Cette mise en conformité n'a pas fait l'objet de remarques de la part des acteurs de marché.

4.3 Conséquences des défaillances de réglage en cas de constitution par ajustement

RTE peut constituer des réserves en infra-journalier en passant des ordres spécifiques dans le cadre du mécanisme d'ajustement. RTE effectue les contrôles de performances dans ces cas, comme dans le cas général où la mise à disposition des réserves est effectuée directement par l'acteur via le programme d'appel. Cependant les règles actuelles concernant le calcul des volumes d'abattement rendent impossible l'émission d'abattements en cas d'écart de performance constaté. Il est ainsi proposé de remédier à cette situation en permettant la pénalisation des capacités défaillantes quel que soit le mode de mobilisation.

Un acteur s'est opposé à cette évolution, et un autre a proposé des aménagements.

4.4 Simplification de la gestion du périmètre de réserve

Lors de la consultation de juillet 2015, un acteur a demandé à ce qu'une certaine souplesse soit permise dans le processus de signature de l'annexe 4 (liste des entités participant au réglage de la fréquence). En effet, la signature systématique de cette annexe induit une lourdeur administrative récurrente pour les acteurs dont le périmètre de réserve évolue régulièrement. Il est proposé d'introduire la possibilité de notifier une modification de périmètre de réserve par courrier électronique pour les acteurs faisant évoluer fréquemment leur périmètre de réserve. Cette validation par courrier électronique s'accompagne quoi qu'il en soit par une signature de l'annexe 4 à fréquence déterminée.

Cette évolution n'a pas fait l'objet de remarques de la part des acteurs de marché.

4.5 Suppression d'indicateurs

Les règles services système contiennent de nombreux indicateurs devant être transmis trimestriellement par RTE aux responsables de réserve. Ces indicateurs concernent principalement le mode de constitution par obligations (répartition par acteurs, utilisation des clauses d'inaptitudes temporaires…). Il ne semble pas que ces indicateurs soient exploités par les acteurs. De plus l'élaboration de ces indicateurs est relativement chronophage. Il est ainsi proposé de supprimer la transmission de ces indicateurs.

Seul un acteur a demandé des aménagements concernant cette proposition de suppression.

4.6 Expérimentation de l'agrégation injection soutirage

Des responsables de réserve ont indiqué souhaiter pouvoir agréger des groupes de production et des sites de soutirage pour constituer leurs capacités de réglage. La séparation injection / soutirage est la dernière contrainte à l'agrégation subsistant pour la constitution des capacités de réserve primaire ou secondaire. Elle se justifie par le mode de constitution par obligations basé sur les entités de réserve de type injection. Dans la mesure où le mode de constitution évolue vers une constitution par appel d'offres, cette limitation peut être réinterrogée.

Il est proposé de procéder à une expérimentation partielle pour cette agrégation injection / soutirage. En effet, en cas de dysfonctionnement de la constitution par appel d'offres, RTE doit rester en mesure de contractualiser ses réserves par obligations.

Cette agrégation serait ainsi autorisée pour la réserve primaire à partir du moment où le mode de constitution sera l'appel d'offres. Les responsables de réserve ayant effectué cette demande d'assouplissement ont indiqué cibler en priorité les groupes de production localisés au sein de sites de soutirage. Il est ainsi proposé de limiter cette expérimentation à ces groupes de production spécifiques dans une première étape.

Un retour d'expérience permettra de statuer sur l'issue à donner à cette expérimentation.

Les acteurs concernés ont soutenu la démarche proposée par RTE.

4.7 Baisse de la résolution de la certification

Des acteurs ont émis le souhait de pouvoir certifier des capacités inférieures à 1 MW. Le certificat d'aptitude délivré par RTE est un document permettant sécuriser l'investissement de l'acteur et représente un jalon important dans développement ultérieur de son projet. Il est ainsi proposé d'autoriser les acteurs à effectuer des demandes de certification avec une résolution de 100 kW. Il convient de souligner que les télémesures des sites nécessaires au contrôle des performances devront alors présenter une résolution suffisante pour établir l'aptitude.

RTE rappelle par ailleurs que la programmation en services système présente une résolution de 1 MW : les acteurs ne seront pas autorisés à programmer sur leur entité de réserve plus que la capacité certifiée.

Les acteurs concernés ont soutenu la démarche proposée par RTE.

4.8 Clarification concernant la réalisation du test de la fiche 16 dans tous les cas

Pour les installations de production soumises aux contrôles périodiques (article 8.14.1 de la documentation technique de référence de RTE), les évolutions des capacités de réglage dans le cadre du processus de certification défini dans les règles ne nécessitaient pas explicitement le test de la fiche 16 (asservissement pendant 8 heures) conformément aux autres types d'installations. Il est proposé de préciser explicitement dans le processus de certification que les tests de la fiche 16 doivent être réalisés dans tous les cas.

Cette évolution n'a pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs de marché.

4.9 Gestion des groupes programmant des réserves

Des erreurs de programmation manifestes ont été constatées par RTE : il s'agit par exemple de situations dans lesquelles un acteur déclare programmer des réserves sur groupe de production à l'arrêt. Dans ces cas, RTE souhaite pouvoir alors corriger ex-post les programmes de réserve de l'entité de réserve de manière à ce que la pénalisation se matérialise par une indemnité et non un abattement. Le montant de l'indemnité étant supérieur à celui de l'abattement, cela devrait inciter les acteurs de marché à envoyer à RTE des programmes plus cohérents.

Cette évolution n'a pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs de marché.

4.10 Clarification de la gestion des groupes de production en essai

Les modalités applicables aux groupes de production présentant une convention d'exploitation en essai ne sont pas décrites dans les règles. Il est proposé de clarifier ce cas spécifique en précisant dans les règles que les groupes de production doivent disposer d'une convention de raccordement définitive pour participer au réglage primaire et secondaire.

Cette évolution n'a pas fait l'objet de remarques de la part des acteurs de marché.

4.11 Suppression des références au marché secondaire organisé

RTE a proposé à la CRE le 6 juin 2015 de ne pas donner suite aux travaux relatifs à la mise en place d'un marché secondaire organisé national. Cette proposition a conduit à l'évolution du mode de constitution de la réserve primaire. Il est ainsi proposé de supprimer des règles toutes les références relatives au marché secondaire organisé, qui avaient été introduites en avance de phase lors de l'élaboration des règles services système en 2013.

Cette évolution n'a pas fait l'objet de remarques de la part des acteurs de marché.

4.12 Précisions concernant les imports/exports de réserve

Les responsables de réserve peuvent participer aux appels d'offres de réserve primaire organisés par le gestionnaire du réseau de transport belge Elia. Cette possibilité est encadrée par trois contrats bilatéraux : (i) un contrat entre le responsable de réserve et Elia, (ii) un contrat entre RTE et Elia, et (iii) les règles services système entre le responsable de réserve et RTE.

Elia a partiellement rejoint la coopération FCR le 1er aout 2016. Les responsables de réserve français peuvent toujours participer aux appels d'offres d'Elia depuis cette date. Cependant, quand RTE rejoindra la coopération FCR, les responsables de réserve ne pourront plus participer à l'appel d'offres d'Elia : l'accès aux interconnexions pour les transferts de réserve primaire sur la frontière Belgique-France s'effectuera alors exclusivement de manière implicite au sein de la coopération FCR.

Le contrat Elia-RTE se termine au 31/12/2016 ; sa reconduction pour le début de l'année 2017 est incertaine.

Les remarques des acteurs sur ce sujet ont porté principalement sur la demande de reconduction du contrat Elia-RTE sur la première quinzaine de janvier 2017.

4.13 Clarification relative aux clefs de répartition de l'énergie de réglage

Les règles services système et les règles SI associées présentent une incohérence concernant le pas de définition des clefs de répartition des énergies de réglage pour les entités de réserve de type soutirage multi sites. Les règles services système précisent maintenant que le pas de définition de ces clefs est de 5 minutes. Ce choix permet une compatibilité avec les différents pas de temps possibles.

Des acteurs ont demandé à RTE de justifier ce choix

4.14 Exigence de sécurité pour le raccordement au réseau de téléconduite de RTE

En application des articles L. 1332-6-1 et R. 1332-41-1 du Code de la défense, les règles de sécurité nécessaires à la protection des systèmes d'information des opérateurs d'importance vitale sont fixées par un arrêté du Premier Ministre. Cet arrêté n'est pas publié, en application des dispositions de l'article R. 1332-41-1 du Code de la défense.

RTE met à la disposition des utilisateurs du RPT et des GRD sur demande le document prescriptif décrivant les dispositions techniques et organisationnelles qui découlent de l'application de ces règles pour raccordement et à l'utilisation du réseau de téléconduite de RTE. Ce document n'est pas publié sur le site internet de RTE pour des raisons de sécurité. Ce document a été présenté aux acteurs dans le cadre de la Commission d'accès au réseau.

Les acteurs connectés ou devant se connecter au réseau de téléconduite de RTE devront respecter ces règles pour la participation aux services système fréquence. Une déclaration de conformité devra être fournie par l'acteur à RTE.

Cette évolution n'a pas fait l'objet d'opposition de la part des acteurs de marché.

5. REPONSES DETAILLEES

Le tableau ci-dessous liste toutes les remarques formulées par les acteurs (par ordre alphabétique) dans le modèle de réponse formaté, ainsi que les remarques libres des acteurs non redondantes avec celles qu'ils ont déjà formulées dans le modèle de réponse formaté.

Acteur	Article	Commentaire de l'acteur de marché	Réponse de RTE
Centrales Next	6.4.2	Commentaire : Le pooling est autorisé (possibilité d'agréger plusieurs unités afin d'atteindre des tranches de 1MW) mais non clairement inscrit à l'article. Proposition de modification d'article : Ajouter l'article : l'agrégation de volumes inférieurs au volume minimum requis pour la participation à la réserve est autorisée, afin d'atteindre les tranches de volume requises (de 1MW).	Le regroupement de plusieurs sites de soutirage au sein d'une entité de réserve de type soutirage est autorisé conformément aux articles 4.2.1 et 4.2.2.
Centrales Next	6.4.1	Dans le cadre de l'appel d'offres transfrontalier, les acteurs hors France (production/consommation) peuvent présenter une offre. Peut-on préciser le méchanisme de l'appel d'offres, à savoir si ce sont les GRT de chaque pays qui répondent à l'appel d'offres de RTE ou si ce sont les acteurs de chaque pays qui répondent, dans la limite des volumes disponibles, à l'appel d'offres de RTE?	Il s'agit d'un appel offres unique et commun entre tous les GRT concernés. Les offres sont mises en commun par tous les GRT, et sélectionnées par un algorithme unique. L'article 6.4.1 a été modifié pour clarifier le mode de fonctionnement.
Centrales Next	Général	Les produits proposés sont symétriques (autant de réserve négative que de réserve positive). La possibilité de décorréler les deux types de réserves (proposer soit de la réserve négative, soit de la réserve positive, soit les deux simultanément) laisserait la possibilité à plus d'acteurs d'intervenir sur le marché (donc plus de réserve in fine, plus de compétition également et des prix plus compétitifs pour le gestionnaire de réseau dans le cadre de la sélection à l'appel d'offres).	Cette perspective sera abordée lors d'une consultation publique régionale commune devant se tenir début 2017.

Centrales Next	Général	Nous soutenons la possibilité de participer aux Ssy dans le cadre d'un appel d'offres ouvert aux acteurs du marché (non seulement français mais également donc les installations sont dans les pays transfrontaliers à la France). La mise à disposition de la capacité sera donc rémunérée selon un appel d'offres transfrontalier. Par ailleurs, nous sommes pour l'activation des réserves en fonction d'un second appel d'offres (avec sélection au merit-order) et non une activation des réserves au pro-rata de la capacité sélectionnée à l'issue du premier appel d'offres transfrontalier. En rémunérant l'activation des réserves au merit-order, cela suppose que les installations ne sont pas tout le temps sollicitées, mais plus rarement et à un prix qui leur permet d'être rentable. A l'inverse, dans une rémunération au pro-rata (et donc une activation au pro-rata), les installations retenues sont très souvent sollicitées mais dans des volumes très faibles. Cela peut être problématique pour certaines installations (typiquement les groupes secours, pour lesquels une activation trop fréquente les empêcheraient tout simplement de participer au mécanisme de réserves Ssy). En cas de pro-rata, un moindre volume sera donc proposé sur le marché, alors qu'au mérit order, ces mêmes installations pourraient proposer un prix d'activation compétitif, y compris pour RTE.	Concernant la réserve secondaire, RTE a fait des propositions de calendrier d'évolutions, pour le volet contractualisation, et pour le volet activation, dans la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français. Ce livre vert a été remis à la CRE en juin 2016, et devrait faire l'objet d'une consultation publique organisée par la CRE dans les prochains mois.
Centrales Next	6.4.2	Nous soutenons la position de RTE quant à la mise en place de tranches de capacité de 1MW.	-

CNR	6.4.5	Commentaire : La CNR possède des groupes fil de l'eau, des entités de prévisions assujettis à la météo. D'autant plus en prévisionnel en J-13 (AO FCR hebdo), elle sera régulièrement dans l'incapacité de prévoir si ce ne sera pas une période de "crue" ou de saturation. D'une part si la période de crue est déjà en place et va en prévisionnel se poursuivre et, d'autre part si il y a un risque de crue ou de saturation, les groupes de la CNR n'auront aucune capacité physique à pouvoir effectuer des services systèmes fréquence et à participer en prévisionnnel à l'AO (être pénalisé à 18€ +spot sachant qu'il n'y a aucune capacité, serait discriminatoire) Ceci a bien été pris en compte lors du GT et normalement pour les prochaines règles : ce que nous comprenons avec le 3ème paragraphe "le responsable de réserve n'est pas tenu d'offir sa capacité .....en cas d'incapacité problable....". Est ce bien le cas conformément à nos échanges en GT ? si ce n'est pas le cas nous demandons la modification conformément aux échanges en GT. Proposition de modification d'article : Ajouter des précisions si besoin pour conserver ce qui a été validé en GT	L'article 6.4.5 a été modifié. Si le responsable de réserve est dans l'incapacité technique d'offrir sa capacité constructive de réglage il doit notifier cette information à RTE.

CNR	11.2.2	Commentaire : L'indemnité réduite pour cause d'apport hydraulique non maitrisé survenant un jour J pour le J+1 doit être conservée tant qu'il n'existe pas la mise en place effective d'un marché infra-journalier secondaire. Les commentaires de RTE sur le dossiers d'accompagnements sont théoriques et font référence à d'autres marchés sans réalité avec ce qui se passe pour le réglage primaire. En effet il n'existe pas actuellement de marché secondaire infra-journalier et pourtant nous le souhaitons. Ainsi cette modification de RTE engendre une discrimination pour les petites acteurs et pour les acteurs au fil de l'eau. Nous ne sommes pas d'accord avec les conséquences négatives décrites par RTE en page 12 du dossier d'accompagnement"(i)"==>indépendant de "fiabiliser le dispositif de réglage" car dans notre cas assujetti à des évènements externes (météo); (ii)==> au contraire, les acteurs multi-filière ou avec un parc important vont être très avantagés (programmation-pénalités financières- proposition AO) par rapport aux petits acteurs ou acteurs avec des seules entités de prévision : il existera bien alors une différence de traitement entre acteurs si cette règle n'est pas conservée et en faveur des "gros" acteurs ; (iii) ==> le marché infra journalier n'existe pas et les "gros" acteurs ont du mal à le mettre en place et sans lien avec cette règle (d'indemnité réduite). Et si c'était possible, il semble que ce ne soit pas le cas début 2017. Nous regretons que RTE fasse des amalgames entre les marchés ou entre de la théorie et la réalité du "marché" RPF et nous demandons que cette règle des indemnités réduites sont effectives tant qu'il n'y a pas de vrai marché infra-journalier. Proposition de modification d'article : Conserver l'indemnité réduite tant que le marché infra-journalier n'existe pas	cf. 2.6.3.

CNR		Indicateurs : nous demandons depuis plusieurs années des indicateurs de suivi de la fréquence (moyenne journalière (information sur nuit et jour détaillée), hebdomadaire, durée moyenne/durée max au dessus (au dessous) de 50 Hz et valeur moyenne de la fréquence sur ces durées , énergie positive, énergie négative etc… RTE avait indiqué que ces informations seraient transmises dans le cadre de l'ENTSOE. Nous redemandons ces informations et souhaitons un échange sur ce sujet pour une réelle prise en compte de ces signaux ad-hoc à suivre et qui impactent les acteurs et le système électrique.	Indépendamment des publications prévues dans le cadre du règlement européen SOGL (« *system operation guidelines* »), la fréquence au pas 10s est disponible sur le site web de RTE. Les acteurs peuvent ainsi effectuer des calculs d'indicateurs pertinents sur la base de ces données.
CNR		Fiche 16 du dossier d'accompagnement (page 17-18): Pas de remarques de fond mais les tests devront être effectués dans le respect de ce qui avait été noté dans les autres fiches de contrôles périodiques (essai à ~75% Pmax pour installation hydraulique car Pmax pas atteint en exploitation normale, etc...). Donc à valider au sein du GT CAR en cours sur la refonte des fiches (juillet à décembre 2016)	Ces éléments pourront effectivement être considérés à cette occasion. Les critères de certification doivent être équivalents entre tous les types d'installation.
EDF	Ancienneement 2.4.5	Dans la mesure où le mode de contractualisation ne change pas pour la réserve secondaire, EDF souhaiterait conserver l'intégralité des indicateurs qui lui sont liés. En effet, ces éléments sont nécessaires pour réaliser les prévisions de consommation et permettre au RE d'équilibrer au mieux son périmètre.	EDF est invitée à préciser son besoin relatif à l'équilibrage des périmètres RE en lien avec la réserve secondaire. RTE prévoit de mettre à disposition des RE l'impact de l'activation des services système sur les périmètres des RE, pour les EDR injection comme pour les EDR soutirage. Le calendrier de ces évolutions devrait faire l'objet d'échanges avec les acteurs dans les prochains mois.

EDF	6.4.3	Commentaire : Le paragraphe proposé par RTE suppose qu'un contrôle est effectué par RTE sur les offres des RR, avant que ceux-ci les postent à la plateforme régionale. Ce contrôle n'a pas été abordé en concertation. D'une part, le principe de participation des RR concertée consiste en une participation libre au sein de la plateforme régionale. D'autre part, un processus intermédiaire de contrôle nous semble source d'inefficacités entre la constitution des offres et leur soumission à la plateforme par les RR. Proposition de modification d'article : Supprimer: "Le Responsable de Réserve ne peut déposer un volume d'offres supérieur à la somme des capacités de réglage primaire des EDR de son Périmètre de Réserve et de sa Limite d'Échange Journalière. "	RTE configure les comptes de chaque responsable de réserve sur la plateforme www.regelleistung.net. Pour chaque acteur un volume maximal doit être renseigné. Il s'agit donc d'une limitation ex-ante et non intermédiaire. Cette limitation ex-ante sert de garde-fou afin d'éviter que des acteurs offres des volumes de FCR très largement supérieurs à leurs capacités certifiées et à leur montant de garantie bancaire.
EDF	6.4.4	Commentaire : L'affirmation "Toutes les offres ayant un prix strictement inférieur au prix marginal sont entièrement acceptées." ne se vérifie pas quand les limites d'import export sont atteintes, comme précisé dans ce même paragraphe. EDF s'interroge par ailleurs sur la façon dont sont traitées deux offres marginales au même prix. Proposition de modification d'article : Le prix de maximal des offres retenues fixe le prix marginal de l'enchère. Quand les limites d'import export ne sont pas atteintes, toutes les offres ayant un prix strictement inférieur au prix marginal sont entièrement acceptées. Toutes les offres ayant un prix strictement supérieur au prix marginal sont rejetées. Les offres ayant un prix strictement égal au prix marginal sont soit entièrement retenues, soit rejetées, soit partiellement retenues.	Le troisième paragraphe de l'article 6.4.4 précise effectivement le cas d'atteinte de limites d'import/export. Pour les offres ayant un prix strictement identiques, celles-ci sont acceptées au prorata, puis des conditions de rang inférieures sont appliquées (telle que la minimisation des imports/exports entre GRT, priorisation des offres déposées plus tôt etc.). Dans la mesure où ces règles de gestion des indéterminations sont en train d'être re-précisées entre GRT, celles-ci ne sont pas décrites dans les règles SSY. RTE les communiquera aux acteurs de marché sur demande.

EDF	6.4.5	Commentaire : Dans le rapport de février 2016 de RTE propose que "la participation à l'appel transfrontalier soit optionnelle. Si une insuffisance d'offres devait conduire à une situation de "fallback", le retour au dispositif de prescription s'appuierait alors comme actuellement sur l'obligation de mise à disposition des capacités constructives. Par ailleurs, la mise à disposition des capacités constructives se matérialiserait par le dépôt d'offres implicites sur le mécanisme d'ajustement." EDF déplore donc que le caractère optionnel de l'appel d'offre ne soit pas retenu, et s'interroge sur les motifs qui ont conduit RTE à ne pas suivre la proposition formulée dans son rapport de février 2016. EDF rappelle que la traduction de l'ensemble des capacités constructives sous forme d'offres explicites pour l'appel d'offres serait très complexe à mettre en oeuvre pour les acteurs, ne pourrait pas nécessairement être atteinte, et ne comporte pas d'intérêt économique. L'objectif de l'AO transfrontalier est de sélectionner les offres les plus compétitives à la maille supranationale. La sûreté du système étant garantie à la fois par le processus de "fallback" et par la mise à disposition des capacités constructives sur le MA, EDF propose de supprimer le paragraphe " "Le Responsable de Réserve doit mettre à disposition ses capacités constructives définies à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie en déposant des offres à hauteur de ses capacités constructives." Proposition de modification d'article : Supprimer : "Le Responsable de Réserve doit mettre à disposition ses capacités constructives définies à l'article L. 321-11 du Code de l'énergie en déposant des offres à hauteur de ses capacités constructives."	Si les acteurs français ne déposent pas suffisamment d'offres, RTE ne pourra pas constituer sa FCR requise via l'appel d'offres. Le retour à la prescription aurait des conséquences économiques non négligeables pour tous les acteurs, et le système électrique français. De manière à se prémunir contre ce risque, RTE propose que la participation à l'appel d'offres soit obligatoire, en conformité avec l'article L. 321-11 du Code de l'énergie. Les remarques d'EDF sur la complexité de mise à disposition de la totalité des installations ont bien été intégrées à la proposition de règles puisque pour tout acteur dont la somme des capacités certifiées est supérieure au besoin de RTE, peut se limiter à n'offrir qu'un volume d'offre égal au besoin de RTE.

EDF	6.4.5	Commentaire : Si EDF s'oppose à une défintion de "la mise à disposition" par les Règles SSY (cf autre remarque sur le 6.4.5), EDF comprend cependant la nécessité de RTE d'introduire des garde-fous pour éviter des situations fréquentes de "fallback" par motif d'insuffisance d'offres en France. Proposition de modification d'article : Si la somme des capacités constructives du Responsable de Réserve est supérieure au besoin de RTE, le responsable de réserve fait ses meilleurs efforts pour que la somme des offres qu'il dépose soit supérieure ou égale au besoin de RTE.	cf. réponse précédente
EDF	6.4.6	Commentaire : Afin que les règles de marché soient claires, les causes des situations de repli doivent être explicitement listées afin d'exclure la possibilité d'un repli pour une raison arbitraire et non justifiée. Proposition de modification d'article : Les situations de repli peuvent notamment être dues à un problème informatique, à une insuffisance d'offres déposées en France, ou à une insuffisance d'offres déposées dans les autres pays.	A l'heure actuelle aucune autre cause de situation de repli n'a été identifiée par RTE. L'adverbe « notamment » permet de définir un cadre applicable pour les situations complexes qui pourraient se produire à l'avenir. Dans tous les cas, cet article précise que RTE effectue un retour détaillé aux acteurs en cas d'activation de situation de repli.

EDF	6.4.6	Commentaire : Le changement "pérenne" de mode de constitution proposé par RTE, consistant en une bascule durable vers une contractualisation par obligations, est un changement significatif dans le fonctionnement du marché. EDF estime qu'une décision de cette importance doit être cadrée par une gouvernance suffisante au niveau français, avec une proposition motivée soumise à l'avis de la CRE. Une justification du chiffre de quatre occurences nous semble ainsi nécessaire. Proposition de modification d'article : Dans l’hypothèse le cas où quatre situations de repli interviendraient dans une période de 52 semaines, quelles qu’en soient les causes, RTE peut, après avis de la CRE, changer de mode de constitution en basculant vers une contractualisation par obligations, conformément à l’Article 6.3, jusqu’à la résolution des problèmes ayant conduit à la mise en œuvre des situations de repli. Dans ce cas RTE Notifie les Responsables de Réserve et la CRE.	Cette disposition n'a pas vocation à revêtir un caractère pérenne, l'article 6.4.6 a été modifié. Cf. réponse au commentaire d'Energy Pool.

EDF	6.4.7	<u>Commentaire :</u> Pour le bon fonctionnement du marché, les acteurs doivent être en mesure d'appréhender le fonctionnement de l'appel d'offres hebdomadaires et comprendre l'acceptation ou refus de leurs offres. Compte-tenu de l'impact significatif que peut avoir l'atteinte des limites d'import-export dans un pays sur le prix marginal régional, il nous semble nécessaire que les acteurs aient accès au prix marginal, aux soldes d'import/export et aux volumes maximaux d'import/export permis non seulement pour la France mais également pour l'ensemble des autres pays participants à l'appel d'offres. D'une manière générale, nous souhaitons que RTE alerte les autres GRTs de la nécessité de fournir les éléments de transparence jugés nécessaires au bon fonctionnement du marché. <u>Proposition de modification d'article :</u> Ajout du paragraphe suivant: RTE publie annuellement les volumes maximaux d'import/export, ou en cas de modification. RTE publie au plus tard deux jours après l'AO: - l'atteinte des limites d'import-export par frontière, - le prix marginal par frontière, - les soldes d'import/export par pays	RTE partage la nécessité pour les acteurs de disposer des informations relatives à la formation des prix relative à l'atteinte des limites d'import/export. RTE a entamé des discussions avec ses partenaires pour l'amélioration de la publication sur ce sujet.
EDF	7.4.1.2	EDF souhaite souligner l'importance de ces Règles SI, et demande à ce qu'elles soient suffisamment concertées en France. RTE se doit également d'alerter et de veiller à ce que les modifications concernant le SI des autres GRTs impactant les acteurs français se fassent également en concertation avec les acteurs.	RTE s'applique et continuera de s'appliquer à transmettre les projets de règles SI le plus en amont possible, et à tenir compte des remarques formulées par les acteurs de marché.

			RTE transmettra aussi auprès de ses partenaires les contraintes des acteurs français relatives aux potentielles évolutions autour de la plateforme de dépôt d'offres.
EDF	11.3.3	Commentaire : Les dispositions relatives à la reconstitution SSY (11.3.2), introduites dans les Règles v3, visaient à couvrir les éventuels surcoûts de reconstitution des SSY consécutives à l'activation d'une offre d'ajustement. Par construction, il est question de cibler les surcoûts consécutifs à un ajustement. Nous rappelons que les formules inscrites dans les Règles ne délimitent pas clairement les surcoûts visés et ne traduisent donc pas le principe. Il conviendrait d'introduire une comptabilité respective des surcoûts (€) et des volumes activés (MWh) pour chacune des causes: 1) aju suite à bilan de réserve négatif, 2) aju consécutif à un ajustement. Proposition de modification d'article : Changer le deuxième terme de la formule par ∑surcoûts SSY (cause 2)	Ce sujet a déjà fait l'objet de réponses de RTE dans le cadre de la proposition d'évolution des règles services système v3.

EDF	13.2.1	Commentaire : Les modalités mises en œuvre par RTE pour la prise en compte RE de l'énergie de réglage des EDR injection consistent en d'une part, la publication au RE de la courbe de production réelle du site de production, et d'autre part, un terme correctif SSY agrégé toutes EDR confondues. Ces modalités sont à l'origine de complexités techniques et contractuelles lorsque le contrat d'achat conclu entre le producteur et le RE porte sur l'énergie nette hors services réseau. EDF estime qu'il est nécessaire de permettre, lorsque cela est demandé par le RE et le Responsable de réserve dans l'Accord de Rattachement (Annexe 5), une publication au RE de la courbe de production du site corrigée des services système (selon des modalités similaires au « modèle corrigé » appliqué aux EDR soutirage). Proposition de modification d'article : Pour chaque Pas Demi-Horaire, pour chaque Type de Réserve et pour chaque Responsable d'Équilibre RTE calcule l'énergie de réglage pour les Entités de Réserve de type injection comme étant la somme des énergies de Réglage Primaire et Secondaire fréquence / puissance pour toutes les Entités de Réserve de type injection ayant ce Responsable d'Équilibre. Le Responsable d'Équilibre d'une Entité de Réserve de type injection est le Responsable d'Équilibre de l'EDP ou EDPRev composant l'Entité de Réserve de type injection établi conformément aux Règles RE/MA. Sur demande du Responsable de Réserve et du Responsable d'Equilibre, RTE effectue un ajustement de la production à la maille de chaque Site d'Injection, selon les modalités du modèle corrigé défini à l'article 13.2.2.3.1	Cette demande est complexe à mettre en œuvre. Dans la mesure où le responsable de réserve et le responsable d'équilibre du site sont d'accord pour échanger ces informations, RTE s'interroge sur l'utilité du traitement de ces informations par RTE. Cette demande pourra être étudiée dans le cadre d'une prochaine révision des règles.
EDF	13.2.2.2	EDF souhaite une explication et une justification pour ce passage d'un pas 10 minutes à un pas 5 minutes pour la clé de repartition.	cf. réponse au commentaire d'Engie

EDF	14.6.3	Commentaire : L'objectif de la prise en compte du programme de marche (PM) étant de pénaliser les défaillances de réglage en cas de constitution des réserves par ajustement, il convient de borner la prise en compte du PM aux seuls ajustements pour motif "reconstitution de SSY" (et d'exclure les autres motifs d'ajustements). La cohérence serait ainsi assurée avec l'article 11.3.1. La prise en compte du PM pour l'ensemble des ajustements conduirait à appliquer un abattement dans des situations où la fourniture de SSY n'est qu'une conséquence indirecte d'un ajustement en puissance active et n'est pas rémunérée. Proposition de modification d'article : La contribution défaillante d’une Entité de Réserve en Défaillance de Réglage est définie, pour chaque Type de Réserve, comme le produit de la part de réglage indisponible relative à ce réglage par sa contribution au réglage en question, telle qu’elle figure au Programme d’Appel, excepté pour les offres d'ajustement activées pour motif reconstitution des Services Système pour lesquelles on considère le Programme de Marche.	Le motif de l'ajustement (P=C, SSY, ou autre) ne conduit pas à une rémunération différente pour l'acteur d'ajustement. L'objectif poursuivi par cette évolution est de disposer d'un régime d'abattement applicable aux entités mises en réglage via le mécanisme d'ajustement, et ce quel que soit le motif d'ajustement. RTE intègre les services système au programme de marche dans son suivi des minima requis, indépendamment du motif d'ajustement.
EDF	16.5	Commentaire : Il convient d'assurer une gouvernance aux expérimentations. Proposition d'ajout en bleu dans le texte. Proposition de modification d'article :	Ces expérimentations sont encadrées par le processus de révision des règles. Pour faire évoluer les règles RTE expose les motifs, consulte les acteurs de marché, et apporte des réponses aux commentaires des acteurs puis applique les délibérations de la CRE.

		Cette possibilité s'inscrit dans un cadre expérimental dont la pérennisation ou l'abandon s'effectuera dans le cadre du processus de révision des Règles à l'issue d'un retour d'expérience. L'abandon de l'expérimentation par RTE ne peut donner lieu à une quelconque demande d'indemnisation par les Responsables de Réserve ayant eu recours à ces dispositions. Cet abandon se fera sur la base d'éléments objectifs et justifiés par RTE à l'ensemble des acteurs.	
EDF	16.11	<u>Commentaire :</u> EDF souhaite supprimer l'interdiction au Groupe de Production de disposer de capacités constructives à la Réserve Secondaire dans le cadre de l'expérimentation relative à l'agrégation injection / soutirage. En effet, cette contrainte n'a pas été étayée. <u>Proposition de modification d'article :</u> Suppression : "Le Groupe de Production ne dispose pas de capacités constructives à la Réserve Secondaire"	Si un groupe de production dispose de capacités constructives à la réserve secondaire, celui-ci doit être comptabilisé dans le calcul des obligations de réserve pour la réserve secondaire. Dans la mesure où les obligations de réserve sont établies exclusivement sur les EDR de type injection, l'inclusion de ce groupe de production dans une EDR de type soutirage ne permettrait pas sa prise en compte dans le calcul des obligations.
EDF	Annexe 1	L'attestation demandée correspond-t-elle aux fiches 4 et 11 du Cahier des charges des capacités constructives ? Ce point doit être précisé.	cf. chapitre 4.14.
EDF	Annexe 5	Cet Accord RE-RR devrait permettre une prise en compte de l'énergie de réglage via la publication au RE de la courbe de production corrigée. Cf remarque du 13.2.1	cf. réponse apportée précédemment

EDF	3.8.4	Pour plus de lisibilité, il est proposé de supprimer le 3.8.4 et d'inclure son contenu directement dans la définition du Prix Spot de Référence (3.3). Une référence indicative à la Délibération de la CRE du 3 décembre 2015 portant désignation des NEMO en France serait utile.	Il ne semble pas souhaitable que les définitions contiennent des dispositions. Par ailleurs l'absence de référence à la délibération du 3 décembre 2015, permet de ne pas avoir à mettre à jour les règles dans le cas où une autre délibération interviendrait sur ce sujet.
Energy Pool	3.2.3	Commentaire : RTE mentionne au premier paragraghe: "Pour participer au réglage automatique de la fréquence au moyen d'un Groupe de Production, un acteur doit revêtir préalablement la qualité de Responsable de Programmation." Lorsque le groupe de production se trouve au sein d'un site de soutirage dans le cadre de l'expérimentation agrégation injection soutirage, la programmation n'est pas obligatoire. Demander à l'acteur de revêtir la qualité de Responsable de Programmation ne nous semble donc pas nécessaire. Proposition de modification d'article Nous proposons la modifiication suivante: "Pour participer au réglage automatique de la fréquence au moyen d'une EDR Injection, un acteur doit revêtir préalablement la qualité de Responsable de Programmation."	L'article 3.2.3 a été modifié en ce sens

Energy Pool	6.4.6	<u>Commentaire :</u> RTE indique dans cet article " Dans l'hypothèse où quatre situations de repli interviendraient dans une période de 52 semaines, quelles qu'en soient les causes, RTE peut changer de mode de constitution en basculant vers une contractualisation par obligations". Energy Pool juge nécessaire que soit prévue dans une telle situation un accès direct au marché pour l'ensemble des acteurs des des EDR certifiées. <u>Proposition de modification d'article :</u> Nous proposons de rajouter une phrase à la suite de celle proposée par RTE " Dans l'hypothèse où quatre situations de repli interviendraient dans une période de 52 semaines, quelles qu'en soient les causes, RTE peut changer de mode de constitution en basculant vers une contractualisation par obligations. Dans une telle situation RTE s'engage à ce que les modalités permettent à l'ensemble des acteurs disposant d'EDR certifiées d'accéder directement, s'ils le souhaitent, au marché des services système"	Sans cette disposition, en cas de problème identifié mais demandant un certain temps de résolution, l'appel d'offres aurait lieu chaque semaine, mais échouerait systématiquement. L'idée est de pouvoir dans ce cas suspendre l'appel d'offres explicitement le temps de la résolution du problème. Il ne s'agit pas d'une disposition permettant une évolution pérenne du mode de constitution. L'objectif est que cette situation ne se présente pas. Si des dysfonctionnements durables devaient cependant intervenir, les modalités de participation aux services système pourront être réexaminées.

Energy Pool	7.2	Commentaire : RTE précise que " La résolution de la programmation est de 1 MW. Pour chaque Entité de Réserve, la réserve programmée (résolution 1 MW) doit être inférieure ou égale à réserve maximale certifiée (résolution 0.1 MW)." Si la programmation doitêtre faite à l'échelle de chaque EDR certifiée au pas 1MW, quel est l'intérêt de proposer une résolution de la capacité certifiée au pas de 0.1MW? Ainsi et afin que la résolution de certification à 0.1MW ait du sens, serait-ce possible que la programmation soit effectivement faite au pas 1MW mais à l'échelle de plusieurs EDR? Une telle modalité permettrait au Responsable de Réserve de jouer pleinement son rôle d'agrégateur. Proposition de modification d'article : Nous suggérons la modification suivante: "La résolution de la programmation est de 1 MW. Pour chaque Entité de Réserve ou agrégat d'Entités de Réserve, la réserve programmée (résolution 1 MW) doit être inférieure ou égale à la réserve maximale certifiée pour l'Entité de Réserve (résolution 0.1 MW) ou la somme des réserves maximales certifiées pour les Entités de Réserve (résolution 0.1 MW) de l'agrégat"	Le système d'information de programmation de RTE présente une résolution de 1 MW. Une réduction de cette résolution présente un impact non négligeable. La diminution du seuil de certification permet à l'acteur d'obtenir un retour formel de RTE concernant sa capacité de réglage de manière à sécuriser le développement de ses capacités (cf. chapitre 4.7)

Energy Pool	9 et 9.1	Commentaire : RTE indique "A partir du 16 janvier 2017, les imports et exports de Réserve Primaire seront implicitement mis en œuvre via l'appel d'offres transfrontalier. Ainsi les exports de Réserve Primaire explicites tels que décrits à l'Article 9.1 vers un GRT frontalier ne seront plus autorisés". Energy Pool est opposée à cette restriction. Cette barrière empêcherait la valorisation des capacités sur les appels d'offres locaux. Or dans la mesure où le Responsable de Réserve respecterait les exigences notamment de volumes maximums offerts et de calendriers, nous ne comprenons pas la nécessité de rompre un canal de valorisation qui fonctionne actuellement. A ce titre RTE précise au 9.1 "-Contrat, valable pour l'année 2016, offrant la possibilité à un Responsable de Réserve de fournir de la Réserve Primaire symétrique à Elia " Nous souhaiterions que soit étudié la prolongation du contrat d'échange de réserve avec Elia afin que les capacités françaises puissent être offertes sur lors de l'appel d'offres local orgabisé en S-2 par Elia. Proposition de modification d'article : Nous proposons une suppression de la la phrase suivante: ""A partir du 16 janvier 2017, les imports et exports de Réserve Primaire seront implicitement mis en œuvre via l'appel d'offres transfrontalier. Ainsi les exports de Réserve Primaire explicites tels que décrits à l'Article 9.1 vers un GRT frontalier ne seront plus autorisés".	cf. réponse à la remarque d'ENGIE pour la période du 01/01/2017 au 15/01/2017. Après le 16/01/2017 la possibilité pour les acteurs français de participer à l'appel d'offres d'ELIA sera supprimée. La valorisation s'effectuera directement au sein de la "FCR cooperation". Le maintien de cette possibilité au-delà du 16/01/2017 n'aura plus de justification.

Energy Pool	11.2.2	Commentaire : Energy Pool s'oppose fortement à la disparition du régime d'indemnité réduite en cas de contractualisation de la réserve primaire par appel d'offres. Selon Energy Pool, dans un contexte où le marché secondaire peine à trouve une fluidité suffisante, une telle suppression viendrait favoriser les acteurs disposant des portefeuilles les plus importants. Ainsi une telle mesure freinerait le développement de nouvelles capacités sur ce marché et donc de la concurrence, au profit des plus importants acteurs. Proposition de modification d'article : Dans le chapitre suivant: "De plus, en cas de contractualisation par obligations et lorsque le Responsable de Réserve ne dispose pas de capacité de Réglage disponible sur les Entité de Réserve de son Périmètre de Réserve lui permettant de reconstituer ses Réserves défaillantes à l’issue de la période pendant laquelle l’Indemnité a été suspendue selon le mécanisme précédent, l’Indemnité due est réduite, de la fin de la période de suspension précédente à la fin de l’indisponibilité de l’Entité de Réserve concernée. Cette réduction est effectuée au travers de la formule de l’Indemnité décrite à l’Article " Nous proposons la suppression de la mention "en cas de contractualisation par obligations"	cf. chapitre 2.6.3

Energy Pool	13.2.2.1	Le modèle corrigé pour les sites RPD sembleêtre une option envisagée par RTE à horizon 2017 sur d'autres mécanismes (MA, NEBEF) gérés par RTE. Serait-ce possible d'intégrer cette évolution également dans les règles services système?	Cette évolution pourra être étudiée dans les prochaines évolutions des règles services système

Energy Pool	13.2.2.2	Commentaire : RTE suggère " Le Responsable de Réserve disposant d'Entité(s) de Réserve de type soutirage dans son Périmètre de Réserve doit Notifier à RTE, pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, pour chaque Pas 10 minutes et pour chaque Type de Réserve, la clef de répartition de l'énergie de Réglage par Site de Soutirage de l'Entité de Réserve. Pour chaque Entité de Réserve de type soutirage, pour chaque Pas 10 5 minutes et pour chaque Type de Réserve, les valeurs des clefs de répartition doivent être comprises entre -1 et 2, et leur somme doit être égale à 1. En cas de participation exclusivement à la hausse ou exclusivement à la baisse, les valeurs des clefs de répartition doivent être comprises entre 0 et 1." Energy Pool ne pense pas qu'une telle disposition soit applicable en pratique. En effet dans le cas d'une énergie de réglage très faible sur une période, cela peut s'avérer compliqué. Nous vous proposons l'exemple ci-dessous pour illustrer notre propos: Lorsque la fréquence subit des excursions quasi symétriques autour de la valeur nominale 50Hz sur une période 10 minutes, la valeur de l'énergie de réglage au niveau de l'EDR est quasi nulle. Considérons une EDR composée de deux sites. L'énergie de réglage calculée sur une période 10 minutes est de 1kWh. Le site 1 réalise 3kWh d'énergie de réglage et le site 2 réalise -2kWh. Les clés de répartition sont alors respectivement 3 et -2. Leur somme donne bien 1 et le service R1 réalisé est celui attendu. Toutefois, dans cette situation, les règles SSY ne sont pas respectées car les clés de répartition se trouvent hors de l'intervalle [-1 ;2]. Proposition de modification d'article : Nous proposons deux méthodes alternatives pour l'encadrement des valeurs de répartition de l'énergie de réglage:	Les limites applicables aux valeurs des clefs de répartition ont été supprimées dans les règles. Les règles prévoient à la place que si les valeurs ne sont pas toutes comprises entre 0 et 1, l'acteur doit en décrire précisément à RTE les raisons. Il conviendra de mettre en œuvre un dispositif de garde-fou pour ces valeurs dans les prochaines versions des règles, notamment à la lumière du retour d'expérience prévu, et des suggestions formulées par Energy Pool dans le cadre de la consultation.

		1/ à la place d'un intervalle de tolérance figé pour les clés d'activation, nous serions favorables à une indexation de ces bornes sur la valeur de l'énergie de réglage à l'échelle de l'EDR. Ces valeurs pourraient ainsi potentiellement changer à chaque période 10min. De plus nous pensons que la relation devrait être inverse de sorte que la tolérance dans le ratio soit accrue pour des valeurs d'énergie faible. Cette technique permettrait de garder un fonctionnement quasiment similaire au cadre réglementaire actuellement en vigueur. 2/ nous pourrions définir un autre indicateur lié à l'énergie de réglage absolue par site et l'énergie de réglage absolue au niveau de l'EDR afin de s'affranchir du problème décrit. Nous sommes à votre disposition pour préciser ces méthodes	
Energy Pool	16.11	RTE indique que "Le Responsable de Réserve peut inclure un Groupe de Production dans une Entité de Réserve de type soutirage de son Périmètre de Réserve, dans le cadre de l'expérimentation décrite dans cet Article, lorsque toutes les conditions suivantes sont remplies : [...]- Le Groupe de Production fait partie d'un Site de Soutirage" Enery Pool juge qu'une précison est nécessaire sur la notion exprimée par RTE de "faire partie d'un Site de Soutirage". Cela signifie t-il que tout groupe de production situé physiquement derrière un groupe de soutirage pourrait intégrer une EDR mixte injection/soutirage qu'il possède ou non une autorisation d'exploiter? Ou que le groupe de production injecte uniquement pour le compte du site de soutirage? Par ailleurs une batterie pourrait-elle faire partie d'une EDR mixte Injection/soutiarge? Selon quelles modalités?	Les règles prévoient que si une installation ne peut être considérée comme groupe de production au sens des règles services système (disposant d'une autorisation d'exploiter, ou réputée comme tel), alors cette installation est considérée comme un site de soutirage. L'expérimentation prévue à l'article 16.11 prévoit qu'une installation au sein d'un site de soutirage peut être intégrée au sein d'une EDR de type soutirage, que celle-ci soit caractérisée en tant que groupe de production ou non (sous réserve des conditions supplémentaires listées dans l'article). Cette réponse s'applique aussi si l'installation considérée est une batterie.

Energy Pool	16.12	Serait-ce envisageable d'expliciter dans ces règles les limites d'import / export aux frontières finalement imposées à la France? En cas de réponse négative par quel biais les acteurs seront-ils prévenus de ces limites qui pourraient avoir un effet important sur les prix retenus lors des appels d'offres transfrontalier?	Les limites d'import/export applicables à la France seront publiées sur le site internet de RTE et/ou sur la plateforme www.regelleistung.net.
ENGIE	6.3	Commentaire : ENGIE comprend que le mécanisme de prescription ne concerne pas les EDR de type soutirage. Proposition de modification d'article : Les Entités de Réserve de type soutirage n'injectant pas d'énergie active hormis la réponse aux Réglages Primaire et Secondaire fréquence/ puissance, ne sont pas concernées par la détermination des Obligations de Réserve (dans la mesure où celles-ci seraient toujours nulles).	Le mécanisme de prescription ne porte en effet que sur les EDR de type injection. Une clarification de l'article 6.3 a été apportée.
ENGIE	15.3.1	Commentaire : L'article prévoit que le Responsable de Réserve peut **exceptionnellement** transmettre à RTE une révision des valeurs de δi de la semaine S au plus tard le mardi de la semaine S+1. ENGIE comprend que le Responsable de Réserve peut transmettre à RTE une révision des valeurs de δi de la semaine S au plus tard le mardi de la semaine S+1. Proposition de modification d'article (…) le Responsable de Réserve peut transmettre à RTE une révision des valeurs de δi de la semaine S au plus tard le mardi de la semaine S+1.	Il est souhaitable que ces envois en dehors du processus nominal restent exceptionnels dans la mesure, où ils interviennent dans le calcul du prix de règlement des écarts en temps réel.

ENGIE	16.1.2	Commentaire : L'article prévoit que les Certificats d'Aptitudes attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée au 31 décembre **2016**. ENGIE comprend qu'il s'agit du 31 décembre 2017. Proposition de modification d'article : (…) Les Certificats d'Aptitudes attribués par RTE pour ces Entités de Réserve ont une validité limitée au 31 décembre 2017.	L'article 16.1.2 a été corrigé.
ENGIE	16.7.1.1	Commentaire : L'article précise des modalités concernant une période avant la date de mise en vigueur des règles SSY_v4. Proposition de modification d'article : Avant le 1er octobre 2016, la fréquence et le délai d'envoi des delta i sont modifiés par rapport aux dispositions de l'Article 15.3.12.13.3.1 : les delta i doivent être envoyés hebdomadairement, au plus tard le mardi de la semaine S+1 pour les données de la semaine S.	L'article 16.7.1.1 a été corrigé.

ENGIE	6.4.6	<u>Situations de repli</u> ENGIE souhaite que RTE réalise une distinction des modalités de repli en fonction de ses causes si ce mécanisme devait être activé plus d'une fois par an. ENGIE s'interroge sur la mention de la possibilité d'un retour à la contractualisation par obligations au bout de la quatrième situation de repli, et souhaite que le retour à la contractualisation par obligations soit une mesure en dernier recours, provisoire, et limité dans le temps.	cf. réponse au commentaire d'Energy Pool
ENGIE	7.5.2	<u>Correction des programmes par RTE a posteriori</u> L'article prévoit que: si RTE analyse qu'une Entité de Réserve présente une injection et un soutirage nuls sur un Pas 30 minutes, alors que cette Entité de Réserve programmait de la Réserve Primaire ou Secondaire, RTE corrige les Programmes de Réserve de l'Entité de Réserve concernée en les passant à zéro. Or une entité de réserve de type soutirage, programmée en asymétrique, qui soutire exactement l'énergie activée par la réserve primaire peut être dans une situation où son soutirage est nul sur un Pas 30 minute car elle n'est pas activée sur ce pas de temps. Cette correction a posteriori ne serait pas justifiée dans ce contre-exemple.	La rédaction de l'article a été améliorée pour mieux prendre en compte ces cas.

ENGIE	9.1	<u>Possibilités d'échange de réserve avec un GRT étranger.</u> ENGIE remarque que l'accord offrant la possibilité à un Responsable de Réserve de fournir de la réserve primaire symétrique à Elia prend fin le 31 décembre 2016. Or RTE intègre la FCR cooperation seulement à partir du 16 janvier 2017. ENGIE souhaite que l'accord avec ELIA soit prolongé jusqu'au 15 janvier 2017, au lieu du 31 décembre 2016.	RTE invite les acteurs intéressés à se rapprocher d'ELIA concernant leur demande de reconduction pour les 15 premiers jours de janvier du contrat ELIA-RTE permettant aux responsables de réserve français d'exporter de la réserve primaire en Belgique.
ENGIE	13.2.2.2	<u>Calcul des énergies de réglage à la maille du site</u> ENGIE s'interroge sur l'intérêt d'une notification pour chaque Pas 5 minutes de la clef de répartition de l'énergie de réglage par Site de Soutirage de l'Entité de Réserve, alors que RTE calcule l'énergie de réglage par Site de Soutirage par Pas 10 minutes, la valeur de la clef de répartition au pas 10 minutes étant la moyenne des deux valeurs.	La résolution de 5 minutes a été proposée de manière à être compatible avec des calculs qui pourraient avoir lieu au pas 15 minutes à l'avenir.

ENGIE	15.3.2	transmission des clefs de répartition de l'énergie L'article prévoit que: - le Responsable de Réserve transmet à RTE pour chaque Pas 5 minutes et pour chaque Type de Réserve, la clé de répartition de l'énergie de Réglage par Site de Soutirage de l'Entité de Réserve. - Cette transmission de données doit être effectuée au plus tard 2 minutes après la fin du Pas Demi-Horaire. ENGIE remarque que pour les δi la transmission peut se faire le mardi de la semaine suivante, alors que pour la clé de répartition l'information doit être donnée toutes les 2 minutes. La même souplesse pourrait être accordée pour la transmission des clés de répartition. ENGIE rappelle que ces transmissions ont des impacts SI importants, en particulier pour les sites de soutirages raccordés au RPD. Dans le cas d'une EDR de type soutirage comprenant un grand nombre de sites de soutirage, ENGIE propose de tester des modalités transitoires (par exemple, en prolongeant celles accordées jusqu'au 1er octobre 2016, permettant une transmission seulement le lendemain), et, à l'issu d'un retour d'expérience avec un recul suffisant (6 mois), décider des modalités qui pourraient être mises en place. ENGIE propose donc de permettre des modalités d'envoi plus souple (possibilité d'envoi anticipé, possibilité de plusieurs transmissions) et ne pas fixer un délais de transmission qui pourrait être une contrainte trop limitatitve dans le cas d'une EDR de type soutirage avec de nombreux sites de soutirages.	Les clefs de répartition de l'énergie de réglage permettent d'attribuer à chaque RE l'impact de l'activation des réserves sur son périmètre d'équilibre. L'envoi de ces données proche temps réel vise à transmettre les informations les plus précises possibles aux responsables d'équilibre des sites, de manière à améliorer la gestion de leurs écarts, et donc in fine réduire le déséquilibre global du système électrique français. La transmission de ces informations en temps réel nécessite certes la mise en place de flux appropriés, mais dans la mesure où les responsables de réserve présentant des EDR multi sites disposent de solutions de supervision de l'asservissement de leurs installations, ces flux devraient normalement déjà exister. Les envois anticipés ne sont pas possibles puisque les valeurs transmises dépendent normalement de la fréquence ou du niveau constatés sur le pas considéré.

ENGIE	4.2.2 & 7.2	<u>Résolution :</u> RTE propose de certifier des capacités avec une résolution de 0,1 MW. ENGIE comprend qu'il sera désormais possible de faire passer les essais de qualification pour une entité de réserve dont la capacité n'est plus un nombre entier de MW, mais un nombre à une décimale exprimé en MW. Seule la programmation de la réserve est concernée par la restriction sur le nombre entier exprimé en MW.	-
RES	général	RES se réjouit de la participation de RTE à l'appel d'offre transfrontalier pour la constitution de la réserve primaire et cela même si certaines des modalités de cet appel d'offre seront appeler à évoluer par la suite	-
RES	11.2.3	RES souhaite que les dispositions concernant le régime d'indemnités réduite soient reconduites à titre transitoire jusqu'à ce que: - Les régimes de pénalités des différents TSO soient harmonisés - Ou que la contractualisation des réserves se fasse à une échéance plus courte (e.g. du jour pour le lendemain) - Ou qu'un marché secondaire liquide soit disponible En effet les différences avec les acteurs des pays voisins en terme de coût de la défaillance introduisent un biais concurrentiel (les acteurs internalisant ce coût dans le prix de leur offres, les offres françaises seront toutes choses égales par ailleurs plus chères)	cf. chapitre 2.6.3.

Restore		<u>Suppression de l'indemnité réduite</u> A la suite de la concertation menée avec les acteurs, RTE propose de supprimer l'indemnité réduite prévue dans les règles et appliquées dans certains cas de défaillance. REstore note les arguments présentés par RTE pour justifier cette proposition, visant à ne plus favoriser les petits acteurs en prenant en charge le coût de leur défaillance dans le TURPE. RTE indique dans son rapport d'accompagnement souhaiter inciter les acteurs à aller sur le marché secondaire en cas de défaillance, et à internaliser le cas échéant le coût de leur défaillance dans le prix de leur offre. En théorie, le raisonnement de RTE présente de bonnes propriétés. A coût égal de fourniture de R1, il permet notamment à la capacité la plus fiable d'être avantagée car elle doit internaliser un coût de défaillance plus faible. En pratique, REstore rappelle néanmoins que les conditions d'une concurrence équitable entre l'ensemble des capacités, françaises ou étrangères, qui participeront à l'appel d'offres, ne sont pas réunies et ne permettent pas la mise en oeuvre de ce raisonnement : <u>Sur la concurrence des capacités en France</u>	cf. chapitre 2.6.3. Le niveau de concurrence équitable entre pays revêt effectivement une importance particulière. RTE n'estime pas que le régime de pénalités doive avoir comme finalité de favoriser les capacités localisées en France. L'harmonisation des régimes de pénalité pourra faire l'objet des travaux de la FCR cooperation. Les acteurs de marché seront invités à se prononcer sur les sujets d'harmonisation prioritaires.

		En France, un producteur historique (pour des raisons historiques et indirectement liées à la réserve primaire) a suffisamment de capacités capables de fournir de la réserve primaire pour ne pas être exposé au risque de pénalités contrairement aux autres acteurs disposant de portefeuille plus petits. En cas de défaillance d'une capacité engagée, il est en mesure de faire appel à une capacité de substitution au sein de son portefeuille contrairement aux autres responsables de réserve. C'est la raison historique pour laquelle une indemnité restreinte a été mise en place. RTE soutient que, avec la disparition du prix régulé, les petits acteurs seront désormais capables d'intégrer le coût de la pénalité dans le prix de leur offre. REstore note que le raisonnement est pertinent, mais que cette évolution favorise explicitement l'opérateur historique dans l'appel d'offres. En effet, ce dernier maîtrise entièrement le coût de gestion de ses défaillances, contrairement aux petits acteurs. REstore et d'autres acteurs ont informé RTE de l'absence de liquidité du marché secondaire français pour mettre en place des échanges de réserve primaire. En effet, le parc français ne dispose pas de suffisamment de capacités et d'acteurs capables de fournir de la réserve primaire pour assurer un marché secondaire efficace. A l'heure actuelle, la concertation a permis de constater qu'aucune garantie n'existant quant à la pleine participation des producteurs historiques au marché secondaire, en particulier pour proposer des capacités permettant aux autres acteurs de couvrir leurs défaillances. Or, cette participation des producteurs historiques constitue un prérequis absolu au bon fonctionnement d'un marché secondaire national. <u>Sur la concurrence des capacités au niveau transfrontalier</u>	

		De plus, la proposition de RTE aura un impact sur la compétitivité des capacités françaises par rapport à celles des autres pays de la coopération. Alors que le marché primaire pour la valorisation de réserve primaire sera désormais européen, le marché secondaire restera lui au niveau national en l'absence de possibilités de couverture transfrontalière pour les acteurs dans les règles. Or, les structures de marché (concentration, technologies disponibles) étant très différentes d'un pays à l'autre, le coût de couverture de la défaillance sur le marché secondaire est donc aussi très différent. Il est ainsi ressorti de l'analyse présentée par REstore à RTE que les capacités à l'étranger, et en particulier en Allemagne, bénéficient d'un accès à une couverture de leurs défaillances à un prix plus compétitif qu'en France. Cette différence structurelle aura un impact direct sur le prix des offres remises par les acteurs sur le marché primaire, et donc va créer, de part cet accès inégal au marché secondaire, une concurrence inéquitable entre capacités selon que la couverture de la défaillance soit interne ou externe et qu'elles se trouvent d'un côté ou l'autre de la frontière en cas de couverture externe. Lors du groupe de travail services systèmes organisé par RTE le 2 juin 2016, REstore a ainsi présenté à RTE ses arguments contre la proposition de suppression de l'indemnité restreinte. Malgré le caractère informel des échanges lors de ces groupes de travail (qui permettent avant tout aux acteurs d'échanger de façon constructive et non engageante), il est clairement ressorti qu'une majorité des acteurs présents autour de la table partageaient la demande de REstore. En l'absence de retour de RTE depuis, REstore s'étonne dès lors que la proposition initiale soit maintenue et demande de nouveau que l'indemnité restreinte soit maintenue. Le maintien de l'indemnité restreinte constitue donc une condition indispensable pour REstore au démarrage de l'appel d'offres : elle permettra de compenser temporairement le coût plus important porté par les capacités françaises (hors acteur historique) pour gérer les défaillances. A terme, l'une des évolutions	

		suivantes permettra de modifier structurellement et durablement la situation du marché, et de rétablir une concurrence plus équitable non seulement vis-à-vis des centrales dans les autres pays de l'appel d'offres mais aussi et surtout des capacités françaises entre elles : - La possibilité pour les acteurs de se couvrir sur un marché secondaire transfrontalier liquide, afin que la concurrence européenne soit effective sur l'ensemble du marché de la réserve primaire. REstore rappelle ainsi son soutien à RTE dans ses tentatives de convaincre les gestionnaires de réseaux membres de la coopération de la nécessité de développer un tel marché ; - Le passage à un appel d'offres journalier, qui donnera aux acteurs une meilleurs visibilité sur leur disponibilité, et limitera le risque à une seule journée en cas de défaillance ;	

		- Le développement de nouvelles capacités de réglage en France qui permettront l'émergence d'un marché secondaire liquide et déconcentré. Enfin, REstore souhaite souligner que la limitation des imports/exports de capacités de réserve primaire dans une phase test d'au moins 6 moins ne saurait être perçue comme un argument limitant la portée de la proposition de RTE. En effet, la concurrence avec les centrales étrangères portera malgré tout sur potentiellement 30% du marché primaire, soit une part significative. De plus, cette limitation n'aura aucun impact sur la concurrence inéquitable des capacités françaises entre elles, et de l'avantage accordé à l'opérateur historique. Pour s'assurer a minima de la bonne volonté des acteurs vis-à-vis de la couverture de leurs défaillance, RTE pourrait plutôt exiger que preuves soient fournies que l'acteur s'est adressé aux autres responsables de réserve pour tenter de se couvrir. A terme, REstore rappelle que la logique poursuivie par RTE fait sens, et qu'il serait préférable de permettre aux acteurs de supporter pleinement le coût de leurs défaillances, en étant incités à se couvrir au maximum sur le marché secondaire avant de déclarer des indisponibilités. Toutefois, les conditions ne sont aujourd'hui pas réunies pour permettre de supprimer l'indemnité restreinte, conçue historiquement justement pour contrebalancer des conditions de marché inéquitables.	

Restore		<u>Expérimentation de l'agrégation injection-soutirage</u> REstore remercie RTE pour cette proposition, qui reprend une demande portée en GT services système. Dans la mesure où l'achat de réserve primaire par les gestionnaires de réseaux dans le cadre de la coopération européenne porte sur un produit symétrique -200/+200 mhz, le développement de nouvelles capacités sera grandement facilité lorsque les dernières barrières à l'agrégation seront levées. En effet, toutes les capacités qui, seules, ne sont pas susceptibles de proposer un tel produit au gestionnaire de réseau, pourront à l'avenir être rassemblées au sein de portefeuille avec des capacités complémentaires. La première étape proposée par RTE est satisfaisante. Elle permettra de rattacher à des entités de réserve de type soutirage des groupes de production installés sur des sites de soutirage. A terme, REstore souligne néanmoins qu'il sera essentiel de permettre aux autres groupes de production qui ne peuvent pas participer aujourd'hui, d'être agrégés dans des portefeuilles avec des sites de soutirage. Ces sites constituent aujourd'hui une zone grise, entre les gros producteurs participant via l'obligation, et les sites de soutirage qui peuvent être agrégées librement (parcs éoliens sortis d'obligation d'achat, cogénérations). Pour mettre en place cette deuxième étape, Il sera par ailleurs nécessaire d'introduire des modalités similaires à celles en place pour les sites de soutirage. Les règles actuelles prévoient notamment qu'un accord de rattachement doit être signé entre le responsable de réserve et le responsable d'équilibre d'un groupe de production (annexe 4 des règles). Comme cela a été ait pour les sites de soutirage, un tel document doit être supprimé et remplacé par des modalités adéquates dans les règles.	Tous les groupes de production peuvent actuellement participer aux services système. La suggestion de REstore d'étudier la possibilité de suppression de l'accord entre le responsable de réserve et le responsable d'équilibre pour les groupes de production pourra être étudiée dans les prochaines évolutions des règles.

Restore		<u>Reconduction du contrat Elia-RTE au-delà du 31 décembre 2016</u> RTE indique dans son rapport d'accompagnement que l'accord existant avec Elia et qui permet à un responsable de réserve française de participer aux appels d'offres de réserve primaire en Belgique pourrait ne pas être prolongé au-delà du 31 décembre 2016. Or, l'appel d'offres européen sera, selon RTE, effectif au plus tôt au 16 janvier 2017. Ce calendrier créé ainsi 15 jours d'incertitude pour les responsables de réserve non obligés français, en les privant potentiellement du seul accès direct au marché primaire existant aujourd'hui. Or, compte tenu des difficultés que présente le seul autre accès au marché (échanges de réserves avec un responsable de réserve obligé), REstore insiste sur l'importance de conserver cette deuxième voie REstore tient donc à alerter RTE sur la nécessité de se rapprocher d'Elia pour assurer que cette participation demeurera en place jusqu'au démarrage effectif de l'appel d'offres européen. REstore fera également de son côté les démarches pour informer Elia de ce besoin.	cf. réponse au commentaire d'Engie
Statkraft	Général	<u>Commentaire:</u> Les modifications apportées aux règles SSY Fréquence semblent bien prendre en compte l'évolution de la contractualisation vers un Appel d'offres transfrontalier. Nous avons noté que les imports et exports seront limités dans un premier temps. Il nous paraît important que cette phase transitoire reste la plus courte possible afin de se conformer aux codes de réseau et de bénéficier dans les meilleurs délais d'un marché plus vaste avec davantage d'acteurs. <u>Proposition de modification d'article :</u> Pas de modification demandée. Les règles SSY mentionnent directement les limites des codes réseaux pertinents et n'introduisent pas la tenue d'une phase transitoire, ce qui nous convient.	Les limitations temporaires d'import/export de FCR peuvent en effet conduire à une efficacité moindre de la constitution de la FCR au niveau régional, quand celles-ci sont atteintes. RTE cherchera à supprimer ces limitations temporaires dans les plus brefs délais. Les règles ne mentionnent pas ces limitations temporaires de manière à ce que leur suppression ne nécessite pas de révision des règles.

Statkraft	16.11	Commentaire : Le périmètre de l'expérimentation introduite dans le paragraphe 16.11 nous paraît trop restrictif. Il n'autorise l'expérimentation de l'agrégation injection/soutirage que pour les groupes de production faisant partie d'un site de soutirage. Or, des expérimentations pourraient être menées sur de nouvelles technologies ne pouvant participer qu'à la baisse de manière économique (comme l'éolien et le PV), et n'étant pas liées à un site de soutirage. Sans l'agrégation injection/soutirage, la seule opportunité pour ces groupes serait de contractualiser des NER avec des acteurs participant à l'AO transfrontalier. Cette option semble difficile à mettre en oeuvre étant donnée la faible liquidité du marché secondaire pour l'échange de NER dissymétriques. L'agrégation injection/soutirage permettrait aux groupes de production dissymétriques de participer directement à l'appel d'offres dès 2017. Proposition de modification d'article : Il serait intéressant d'élargir le périmètre de l'expérimentation aux groupes de production ne faisant pas partie d'un site de soutirage. De nouvelles technologies aptes uniquement à la baisse (pour raisons techniques ou économiques) pourraient alors participer directement à l'AO via l'agrégation avec des sites de soutirage.	La limitation introduite par RTE ne limite pas la participation des ENR à la FCR. En effet, l'agrégation injection/soutirage facilite simplement la création des EDR en permettant à un acteur disposant de flexibilités sur un groupe de production et un site de soutirage d'éviter de devoir créer deux EDR distinctes.

Uniper		Uniper a longtemps été un acteur demandeur d'un mode de constitution des réserves reposant sur un appel d'offres plutôt que sur un système par obligation et se félicite de l'aboutissement des discussions débouchant sur le projet consistant à ce que RTE rejoigne la coopération des GRT allemands, autrichien, suisse et néerlandais (« coopération FCR ») pour la constitution transfrontalière de la réserve primaire dès janvier 2017. Uniper est favorable au produit unique actuellement en vigueur au sein de la FCR à savoir, un produit hebdomadaire, symétrique, d'une taille minimale de 1MW et divisible.	-
Uniper		Uniper comprend la décision conjointe visant à instaurer une période transitoire d'une durée de 6 mois pour l'intégration de la France dans le dispositif en limitant les capacités en import et export.	-
Uniper		Uniper partage l'avis de RTE sur la nécessité de conserver un régime d'indemnité au niveau national mais seulement transitoirement et pendant la période de mise en place. A terme, il sera opportun de s'interroger sur la nécessité de conserver ou non un système d'indemnité national alors que les échanges se font au niveau européen. La question d'équité entre l'ensemble des acteurs de la coopération FCR devra être posée.	-
Uniper		Au niveau français, Uniper partage l'avis de RTE de ne pas faire évoluer les modalités de calcul d'indemnité élémentaire pleine c'est-à-dire de conserver un système d'indemnité basé sur le prix régulé de l'obligation plus le prix spot.	-

Uniper		Concernant l'indemnité élémentaire réduite, le système actuel proposé par RTE favorise les plus petits acteurs à participer en supprimant tout risque lié aux conséquences financières d'une défaillance de réglage. Uniper ne partage pas l'avis de RTE sur le fait que le système actuel n'incite pas les acteurs à fiabiliser leur dispositif de réglage. L'analyse des événements passés tend à démontrer que les acteurs en France étaient responsables et qu'ils faisaient leur maximum pour remettre leurs installations défaillantes aux normes de RTE pour pouvoir fournir le service. RTE a déjà présenté en GT différentes données qui étayent cet argument et qui confirmaient la rigueur des « vieux » acteurs. Uniper souhaite que RTE continue d'intervenir sur le mécanisme d'ajustement pour pallier aux défaillances des petits acteurs et pour ses besoins en réserves. En outre, Uniper comprend la position de RTE visant à vouloir développer les échanges de réserve en infra journalier mais souhaite malgré tout que le régime actuel perdure pour la réserve secondaire. En conclusion, Uniper partage l'avis de RTE sur la nécessité prochaine de faire une révision complète du régime de pénalités des réserves en lien avec la mise en place des réserves rapides, complémentaires et des règles au sein de la FCR.	cf. chapitre 2.6.3. Le dispositif d'indemnité élémentaire réduite est maintenu pour la réserve secondaire.
Uniper		Uniper soutient la proposition de RTE visant à utiliser le système actuel d'obligation dans le cas d'une situation de repli.	-

Uniper		Uniper est favorable à la conservation de la notion d'inaptitude temporaire pour la constitution de la réserve secondaire. En effet, pour les installations thermiques, il est impossible de fournir des réserves en dessous du minimum technique lors des montées et baisses de charge. Alors même si effectivement la question ne se posera plus pour la réserve primaire dans le cadre des appels d'offres transfrontaliers, elle se pose pour la conservation de la participation par obligation de la réserve secondaire et lors de passage en mode de repli avec obligation de la réserve primaire. Comme le stipule le document d'accompagnement de cette consultation, le RTE n'a aucun argument visant à justifier le chiffre de 5 pour la notion de « petit parc » ou « grand parc ». Uniper estime que ce chiffre n'est pas justifié. Historiquement Uniper disposait d'un parc composé de 7 tranches charbon et de 2 groupes gaz. Après la fermeture de 5 tranches charbon, Uniper est passé à un parc avec 4 groupes de production occasionnant une modification du système SI pour prendre en compte de changement de régime (passage d'un « grand parc » à un « petit parc » selon les règles mises en oeuvre par RTE). Avec la remise en fonction de Provence 4 Biomasse, le parc sera constitué de 5 groupes et cela occasionnerait à nouveau un développement Si (passage cette fois-ci d'un « petit parc » à un « grand parc »). Ces allers-retours successifs entre « petit parc » et « grand parc » démontrent qu'un seuil à 5 groupes de production n'est pas pertinent. Le seuil pour un « grand parc » devrait être supérieur à 5 groupes de production. Uniper demande donc la revue du seuil afin de permettre notamment à son parc de production d'être considéré comme un « petit parc » peu importe ses évolutions à la marge. Uniper souhaite en effet conserver le régime d'inaptitudes temporaires indépendamment de l'évolution très prochaine de son parc de production.	Comme exposé au chapitre 3.2, il apparait difficile de justifier une modification de la valeur distinguant les petits parcs des grands parcs.

Uniper		Dans le cadre de la séparation entre la partie fréquence et la partie tension des règles, Uniper est favorable à la proposition de RTE.	-
Uniper		Uniper est favorable à la mise en conformité des règles avec la désignation des NEMO en France mais s'interroge néanmoins sur le traitement des NEMO non désignés en France mais qui pourraient cependant opérer en France.	Le processus de désignation des NEMO est décrit dans le règlement CACM. RTE invite Uniper à se reporter à la délibération de la CRE sur la désignation des NEMO en France.

Uniper		Uniper n’est pas favorable à une modification des conséquences des défaillances de réglage en cas de constitution des réserves par ajustement. En effet, les acteurs au marché de l’ajustement seraient doublement pénalisés de par la non-participation au MA avec un prix fixé par l’acteur (qui normalement est avantageux pour lui) et par un système de pénalité.	L'évolution proposée ne concerne que le régime d'abattement des services système ; elle n'a pas d'impact sur le régime de pénalité du mécanisme d'ajustement. En cas d'ajustement sur le mécanisme d'ajustement, l'acteur d'ajustement reste bien rémunéré pour sa flexibilité, si l'ajustement est effectivement réalisé. L'évolution permet qu'en cas de défaillance de réglage, celle-ci puisse faire l'objet d'un abattement.