Réseau de transport d'électricité

Consultation publique sur les règles relatives à la participation aux services système

Document d'accompagnement

26 juin 2013

Table des matières

1. Exposé des motifs 4
1.1 Introduction 4
1.2 Concertation de 2011 5
1.3 Lettre de la CRE 6
1.4 Création d'un groupe de travail au sein du CURTE 6
1.5 Appel à contribution intermédiaire 6
1.6 Règles services système 7
1.7 Liste des documents de référence 7
2. Réglage automatique de la fréquence 9
2.1 Modèle de marché 9
2.1.1 Sûreté du système électrique 9
2.1.2 Type de marché 9
2.1.3 Type de marché secondaire 9
2.1.4 Caractéristiques du marché secondaire 10
2.1.5 Produits du marché secondaire 11
2.2 Section fréquence des règles services système 11
2.2.1 Responsable de réserve / responsable de programmation 11
2.2.2 Périmètre de réserve et entités de réserve 12
2.2.3 Certification d'aptitude 13
2.2.4 Participation des sites de soutirage 13
2.2.5 Obligation de réserve 14
2.2.6 Échanges de réserve et sécurisation financière 14
2.2.7 Rémunération de l'obligation de réserve, de l'énergie de réglage et contrôles déclaratifs 15
2.2.8 Contrôle des performances et mise en conformité 16
2.2.9 Éléments de calendrier de mise en œuvre 17
3. Réglage automatique de la tension 18

1. EXPOSÉ DES MOTIFS

1.1 Introduction

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 tous les groupes de production 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 a pour but de rétablir les échanges avec toutes les autres zones de réglage de la zone continentale européenne 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 une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive. RTE assure le réglage de la tension à partir des sources de puissance réactive réparties sur le réseau public de transport, ces sources étant des groupes de production pour la plupart d'entre elles. Le réglage primaire de tension est un réglage automatique instantané et local exercé au niveau des groupes de production ; le réglage secondaire est un réglage élaboré à un niveau régional permettant une coordination des actions sur les groupes de production asservis.

En application de l'article L. 321-11 du Code de l'énergie, RTE « *veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau* ». Aujourd'hui, les conditions techniques, juridiques et financières de la fourniture de réserves primaire et secondaire sont encadrées par les contrats services système[1], qui arrivent à échéance au 31 décembre 2013.

Aux termes de la nouvelle rédaction du Code de l'énergie et précisément de l'article L. 321-11, RTE établit des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération, qui doivent faire l'objet d'une approbation par la CRE. Les règles relatives à la participation aux services système, objet de cette consultation publique, s'inscrivent dans ce cadre législatif et visent à remplacer les contrats services système actuels à partir du 1er janvier 2014.

[1] Ces modèles de contrats sont actuellement publiés sous le chapitre 8 de la Documentation technique de référence, disponible sur le site internet de RTE.

1.2 Concertation de 2011

Un groupe de travail intitulé « Concertation réserve primaire et secondaire – perspective TURPE 4 » s'est tenu sous l'égide de la Commission d'accès au réseau en 2011. Le groupe de travail, réunissant ERDF, des producteurs membres de l'UFE (représentés par CNR, Direct Energie, EDF, E.ON, GDF Suez, POWEO, Vattenfall), l'UNIDEN et RTE, avait pour objectif d'examiner les modalités économiques de mise à disposition des capacités de réserves primaire et secondaire dans la perspective de la préparation du tarif d'accès au réseau TURPE 4, d'une part en réexaminant les modèles économiques en termes d'allocation et de financement, d'autre part en réinterrogeant le niveau de rémunération de ces services. Ce groupe de travail a conclu sur un désaccord entre les différents participants sur tous les axes de travail :

- Concernant la constitution des réserves primaire et secondaire, les producteurs de l'UFE demandent une constitution par appel d'offres qui selon eux permettrait d'atteindre l'optimum économique. RTE souligne que l'essentiel reste la finalité du mécanisme qui doit permettre que les réserves nécessaires à la sûreté du système électrique soient bien présentes. Selon les producteurs, un mécanisme d'appel d'offres n'est pas incompatible avec un financement par le TURPE. En revanche, RTE souligne *« que la mise en place d'un mécanisme d'appel d'offres ferait émerger une volatilité des prix qu'il ne serait pas envisageable de couvrir par une enveloppe régulée dans le TURPE, et juge en particulier très délicat d'introduire des éléments de volatilité supplémentaires dans le CRCP[2], qui représente déjà la moitié du TURPE » ;*

- Concernant le mode de financement, les producteurs de l'UFE estiment que le TURPE est le vecteur naturel pour le financement des services système et qu'il véhicule des incitations vertueuses alors que RTE estime, à l'aide d'une étude sur des données historiques, que la majorité des coûts des réserves devrait être portée par les responsables d'équilibre à l'origine des déséquilibres. Les producteurs de l'UFE contestent la représentativité de l'étude ;

- Concernant le niveau de rémunération des réserves primaires et secondaires, les producteurs de l'UFE indiquent, à l'aide d'une modélisation, que le coût des réserves primaire et secondaire devrait être d'environ 29 €/hMW. RTE conteste le modèle et les hypothèses utilisées pour parvenir à ce résultat en particulier l'absence de prise en compte des groupes hydrauliques.

[2] Compte Régulation des Charges et Produits

1.3 Lettre de la CRE

Suite à cette concertation, la CRE a adressé un courrier à RTE le 5 novembre 2012[3], dans lequel elle indique avoir pris connaissance des problématiques soulevées dans le cadre de la concertation de 2011. La CRE indique que le niveau de prix d'un appel d'offres *« est actuellement trop incertain pour que sa mise en œuvre puisse être décidée dès à présent »*. Ainsi la CRE demande à RTE dans ce courrier de travailler *« en concertation avec les différents acteurs concernés, à l'élaboration d'un mécanisme expérimental alternatif».* La CRE indique que *« l'expérimentation d'un mécanisme appel d'offres semble difficilement pouvoir être envisagée sans conduire à des conséquences économiques et financières irréversibles ».*

Outre la révélation d'un prix de marché des réserves, et la garantie de la sûreté du système électrique français, la CRE souhaite que ce mécanisme expérimental alternatif permette l'optimisation technico-économique des moyens disponibles, et qu'il favorise les échanges entre acteurs. Enfin la CRE demande que ce mécanisme permette l'émergence de nouveaux entrants sur le marché des réserves.

La CRE indique qu'un bilan dans la durée sera nécessaire pour décider de la poursuite du mécanisme expérimental alternatif, du passage à un mécanisme d'appel d'offres ou de la mise en place de tout autre mécanisme.

1.4 Création d'un groupe de travail au sein du CURTE

Dans ce contexte, RTE a ouvert en janvier 2013 un nouveau groupe de travail sous l'égide de la commission d'accès au marché du CURTE[4] avec pour objectif d'établir :

- les règles relatives à la participation des services système dans la continuité de la concertation ayant eu lieu sur le modèle actuel de contrat de participation aux services système ;
- la conception du marché secondaire organisé des réserves primaires et secondaires répondant aux objectifs énoncés par la CRE.

Le groupe de travail s'est réuni à dix reprises entre janvier et juin 2013. Les documents associés à chaque réunion ainsi que les comptes rendus des réunions de travail du groupe sont disponibles sur le site du CURTE.

1.5 Appel à contribution intermédiaire

RTE a diffusé le 12 avril 2013 un document d'orientations portant sur la *« création d'un marché secondaire organisé des réserves primaire et secondaire fréquence/puissance et [son] insertion dans les règles services système ».*

[3] Disponible sur le site du CURTE
[4] Document proposant l'ouverture de la concertation disponible sur le site du CURTE

Le document d'orientations de RTE proposait une analyse sur les différents modèles de marché possibles et l'insertion de ces modèles dans le processus de programmation journalière. Le document abordait de plus la responsabilité des acteurs et l'architecture contractuelle des règles services système, mais aussi les modalités de participation de nouveaux entrants. Enfin le document proposait un calendrier de mise en œuvre ainsi que des pistes sur les modalités de financement des principales évolutions envisagées.

Les acteurs du marché ont disposé d'un délai d'un mois pour répondre à ce document et RTE a reçu 12 contributions : AFIEG, Alpiq, CNR, Poweo Direct Energie, EDF, Energy Pool, E.ON, EPEX SPOT, ERDF, GDF SUEZ, Poweo Pont sur Sambre production et Statkraft.

Les acteurs du marché ont globalement adhéré aux propositions de RTE. Certaines propositions ont cependant fait l'objet de désaccords soit individuels, soit collectifs. Une synthèse de ces éléments est proposée dans le chapitre suivant de ce document. Le document d'orientations de RTE ainsi que les réponses des acteurs de marché sont disponibles sur le site du CURTE.

1.6 Règles services système

La proposition de règles services système, objet de cette consultation publique découle (i) des orientations présentées par RTE et des réponses formulées par les acteurs, (ii) du contenu des modèles de contrats actuels, (iii) des demandes de modifications formulées par les acteurs et étudiées dans le cadre du groupe de travail services système et (iv) de la concertation ayant eu lieu dans le cadre du groupe de travail services système. Les règles services système reprennent certaines dispositions des règles RE/MA dans la mesure où les problématiques traitées sont relativement proches.

Les règles services système sont séparées en trois sections :

- La section générale,
- La section fréquence,
- La section tension.

Les règles services système comportent des annexes.

Un participant peut soit signer la partie générale et la partie fréquence, soit signer la partie tension et la partie générale ou soit signer les trois parties.

Les principales modifications par rapport au modèle de contrat actuel se trouvent dans la section relative à la fréquence.

1.7 Liste des documents de référence

Les documents de référence suivants, associées au présent document d'accompagnement et aux règles services système, sont disponibles sur le site du CURTE :

- courrier de la CRE du 5 novembre 2012 ;
- document adressé par RTE le 14 décembre 2012 à la commission d'accès au marché du CURTE proposant l'ouverture de la concertation services système ;
- compte rendu des réunions du groupe de travail services système 2013 ;

- document d’orientations services système du 12 avril 2013 ; et
- réponses de chaque acteur au document d’orientations reçues le 14 mai 2013.

2. RÉGLAGE AUTOMATIQUE DE LA FRÉQUENCE

2.1 Modèle de marché

2.1.1 Sûreté du système électrique

Les réglages primaire et secondaire de la fréquence constituent le premier rempart de d'équilibre offre demande du système électrique. Ces réglages interviennent automatiquement et dans des constantes de temps très courtes, permettant la stabilité du système face aux aléas. RTE a veillé à ce que la mise en place d'un marché autour de ces capacités de réglage, ne fasse pas courir un risque au système électrique dans son ensemble. Ainsi RTE conserve-t-il la possibilité de réaliser des ajustements pour cause services système sur le mécanisme d'ajustement, en cas de déficit de capacité de réglage.

2.1.2 Type de marché

RTE a proposé dans le document d'orientations que la demande de la CRE de mise en place d'un mécanisme expérimental alternatif soit déclinée en un marché secondaire organisé adossé au dispositif de prescription actuel[5]. Cette proposition de RTE est partagée par Alpiq, CNR, EDF, Energy Pool, GDF SUEZ, Poweo Pont sur Sambre production. La majorité des acteurs ont cependant rappelé leur demande visant à ce que la constitution des réserves par RTE soit réalisée au travers d'un appel d'offres. Le recours à un appel d'offre avait été écarté car considéré comme incompatible avec l'enveloppe tarifaire allouée à RTE par la CRE dans le cadre de TURPE 4, il n'a pas fait l'objet de nouvelles discussions au sein du groupe de travail.

Poweo Direct Energie regrette que l'option de recours au mécanisme d'ajustement n'ait pas été étudiée plus en détail. E.ON ne propose pas de mécanisme expérimental alternatif. Statkraft quant à lui propose un mécanisme hybride reposant sur un appel d'offres mais faisant financer la différence entre le prix de marché et le prix régulé par les acteurs obligés. RTE a émis des réserves dans le cadre du GT concernant la performance économique du mécanisme et analyse de plus que le mécanisme imaginé par Statkraft nécessite une modification du cadre législatif permettant et encadrant la contribution financière des acteurs obligés. Enfin de nombreux acteurs ne se sont pas montrés favorables à ce mécanisme après présentation détaillée dans le cadre du groupe de travail.

2.1.3 Type de marché secondaire

Concernant le type de marché secondaire, tous les acteurs de marché s'étant prononcés sur le sujet partagent la proposition de RTE visant soit à mettre un place un marché secondaire organisé, soit un marché secondaire facilité[6].

[5] Chapitre 2.1 du document d'orientations
[6] Chapitre 2.2 du document d'orientations

Ainsi, le scénario consistant à mettre en place un marché secondaire à participation obligatoire est écarté. Les règles services système n'incluent donc pas le fonctionnement du marché secondaire organisé en tant que tel, elles détaillent cependant les responsabilités des acteurs en cas d'échanges de réserve réalisés sur ce marché. Les règles du marché secondaire organisé devront être établies par l'opérateur du marché secondaire organisé en concertation avec ses membres. Pour faire le parallèle avec le marché de l'énergie, les règles RE/MA établissant le rôle de responsable d'équilibre et permettant la réalisation de NEB ne décrivent pas le fonctionnement des marchés organisés opérés par EPEX SPOT en France.

Concernant les modalités de réalisation du marché secondaire organisé, RTE estime que toutes les conditions techniques sont réunies pour qu'un opérateur de marché propose spontanément un service.

Dans le cas où aucun opérateur de marché ne se positionnerait spontanément pour la fourniture du service en nom propre, RTE envisage à l'heure actuelle trois possibilités :

- le recours à une prestation de service pour la réalisation du marché secondaire organisé par un opérateur de marché ;
- la mise en place par RTE directement ou indirectement d'un marché secondaire facilité ; ou
- l'absence d'intervention de RTE concernant l'organisation ou la facilitation des échanges d'obligation de réserve entre acteurs.

Le cas échéant, RTE étudiera les différentes possibilités et pourra procéder à une nouvelle consultation des acteurs de marché.

2.1.4 Caractéristiques du marché secondaire

Excepté Poweo Direct Energie, les acteurs du marché préfèrent un marché secondaire organisé reposant sur un système d'enchère double[7]. Les enchères de réserve primaire et de réserve secondaire seraient alors simultanées[8], ce que partagent une majorité d'acteurs de marché. Ce dispositif d'enchère double reposerait sur une chambre de compensation[9]. Cependant, concernant le timing précis du marché secondaire organisé à l'aide d'enchère double, RTE constate qu'aucun consensus entre les acteurs de marché ne se dégage[10]. RTE estime que le recours à deux enchères en J-1, une le matin et une en fin d'après midi (scénario 1d[11]) représente à l'heure actuelle la meilleure alternative. Malgré les positions relativement différentes des acteurs de marché concernant le timing du marché secondaire, la grande majorité d'entre eux, est favorable au maintien d'une prescription définitive basée sur les programmes d'appel en J-1 à 16h30.

Dans le cas où un opérateur de marché réaliserait le marché secondaire organisé en nom propre, celui-ci établira très probablement une concertation auprès des acteurs concernés pour définir les caractéristiques précises de ce marché, dans la continuité des travaux réalisés.

[7] Chapitre 2.3 du document d'orientations
[8] Chapitre 4.1 du document d'orientations
[9] Chapitre 2.4 du document d'orientations
[10] Chapitre 4.6 du document d'orientations
[11] Chapitre 4.6 du document d'orientations

Une grande partie des acteurs de marché ont identifié, tout comme RTE, le recours à une négociation continue facilitée[12], comme étant un scénario de repli dans le cas où les coûts du marché secondaire organisé et du service de chambre de compensation seraient trop élevés (et donc dans le cas où aucun opérateur de marché ne souhaiterait réaliser ce marché sur la base de son intérêt commercial).

2.1.5 Produits du marché secondaire

Tous les acteurs de marché partagent les propositions de RTE en termes de caractérisation des produits[13] échangeables sur le marché secondaire vis-à-vis : (i) de la séparation réserve primaire, réserve secondaire, (ii) de la livraison d'un produit en France sans restriction, (iii) de la taille minimale fixée à 1 MW et (iv) de la nécessité d'introduire des ordres complexe type blocs ou indivisibilité.

La majorité des acteurs de marché ne souhaite pas recourir à un produit lié énergie/réserve.

Les acteurs de marché acceptent en majorité de conserver une réserve secondaire symétrique dans un premier temps, même s'ils rappellent la nécessité d'évoluer dans un second temps vers une programmation asymétrique et une activation de l'énergie de la réserve secondaire selon la préséance économique. RTE rappelle son engagement à étudier ces problématiques.

Enfin seuls E.ON et EPEX SPOT partagent la proposition de RTE de recourir à un produit standard d'1h. Les autres acteurs de marché s'étant prononcés sur la question demandent un produit 30 minutes. Ce point devra faire l'objet d'une nouvelle concertation lors de la mise en œuvre du marché secondaire organisé.

2.2 Section fréquence des règles services système

Cette section liste la majorité des propositions et des évolutions apportées par RTE.

2.2.1 Responsable de réserve / responsable de programmation

La signature des modèles de contrats services système nécessite aujourd'hui la qualité de responsable de programmation. RTE n'a pas identifié de raisons justifiant d'interdire la participation de négociants (*traders*) aux échanges de réserve. Ainsi, un acteur n'aurait-il pas besoin d'être responsable de programmation pour signer un accord de participation aux règles services système. RTE propose de qualifier un participant au réglage automatique de la fréquence comme étant un « responsable de réserve[14] » ; ce terme est bien distinct de celui de responsable de programmation.

RTE a proposé que la matérialisation de l'engagement de mise à disposition des réserves à RTE en temps réel soit réalisée au travers du dispositif de programmation[15]. RTE a proposé d'étendre ce dispositif aux sites de soutirage pour la programmation de leurs réserves. Les acteurs de marché ont partagé les propositions de RTE sur ce sujet. Les règles relatives à la programmation prévoient déjà aujourd'hui un mécanisme de programmation de réserve pour les groupes de production. RTE propose de maintenir ce dispositif ; ainsi, un groupe de production fournissant des réserves doit être rattaché à un responsable de programmation.

[12] Chapitre 4.6 du document d'orientations
[13] Chapitre 2.5 du document d'orientations
[14] Chapitre 3.8 du document d'orientations
[15] Chapitre 3.11 du document d'orientations

Concernant la programmation des sites de soutirage, deux options étaient envisageables : soit l'extension de la section programmation des règles RE/MA aux sites de soutirage, soit la description dans les règles services système de dispositions de programmation identiques à celles des règles RE/MA. Puisqu'il n'est pas nécessaire pour les services système de disposer d'une programmation ou d'une prévision de puissance active, objet principal des règles de programmation actuelles, RTE a opté pour la seconde approche. RTE fera évoluer les dispositions relatives à la programmation de sites de soutirage en cohérence avec les évolutions de la section programmation des règles RE/MA.

2.2.2 Périmètre de réserve et entités de réserve

Dans la poursuite du modèle de contrat existant, RTE propose d'introduire la notion de périmètre de réserve[16] auquel serait rattaché différentes entités de réserve. RTE envisage uniquement deux types d'entités : celles d'injection et celles de soutirage. Cette distinction est nécessaire étant donné que de fortes différences portent sur ces deux types d'entités, en particulier la caractérisation du statut d'obligé[17]. Les entités de réserve de type injection sont constituées de groupes de production tandis que celles de type soutirage incluent les autres installations de réglage (consommateurs, batteries, volant d'inertie…). Les conditions de modification de périmètre ont été précisées, en cohérence avec la gestion des périmètres prévus dans les règles RE/MA, et dans la continuité du modèle de contrat actuel.

RTE propose par ailleurs d'introduire certaines contraintes ou limitations sur les entités de réserve. Certaines de ces contraintes découlent des propositions faites par RTE dans le document d'orientations qui ont été partagées par les acteurs de marché, ou de contraintes typiques d'une gestion de périmètre (par exemple impossibilité de double participation). Cependant contrairement aux propositions faites initialement dans le document d'orientations, RTE propose de ne pas autoriser l'existence d'un responsable de réserve regroupant des entités de plusieurs responsables de programmation distincts. En effet, l'articulation entre la mise à disposition des capacités de réglage et la responsabilité financière est intrinsèquement liée et de plus l'utilité d'une telle séparation n'a pas été démontrée.

La mise à disposition d'une télémesure par site est aussi un pré requis minimum à la participation aux réglages automatique de la fréquence[18]. Ce pré requis n'a pas été remis en cause par les acteurs de marché. RTE propose de se rattacher aux caractéristiques de télémesure décrites dans la DTR, et d'instaurer une possibilité de contrôle de la télémesure sur les sites par RTE.

[16] Chapitre 3.10 du document d'orientations
[17] Chapitre 3.4 du document d'orientations
[18] Chapitre 3.2 du document d'orientations

2.2.3 Certification d'aptitude

Dans la continuité des propositions faites dans le document d'orientations[19], RTE propose d'introduire une certification d'aptitude pour les entités de réserve. Ces propositions ont globalement été partagées par les acteurs de marché. Le processus proposé par RTE pour les groupes de production est cohérent avec les dispositions déjà prévues lors des contrôles au raccordement, ainsi que les travaux en cours relatifs aux contrôles périodiques de performances. Pour les nouveaux entrants, le processus de certification d'aptitude comporte une phase d'analyse et d'expérimentation conjointe, ainsi qu'une possibilité de retrait du certificat d'aptitude dans des cas précisés explicitement. RTE propose que tous les groupes de production en annexe d'un contrat service système au 31 décembre 2013 se voient attribuer un certificat d'aptitude automatiquement.

2.2.4 Participation des sites de soutirage

La majorité des acteurs de marché s'étant prononcé au sujet des modalités de participation des sites de soutirage aux services système ont demandé soit une analyse coût bénéfice préalable, soit une mise en place pragmatique par étapes successives. Les modalités proposées par RTE dans le jeu de règles services système s'inscrivent dans cette optique.

Dans un premier temps, RTE propose que la participation des sites de soutirage soit limitée aux sites disposant d'un CART. En effet la participation des sites de soutirage raccordés au RPT mais encore sous contrat unique fourniture/transport est complexe. Elle n'est d'ailleurs pas possible pour le mécanisme d'ajustement aujourd'hui. La participation des sites de soutirage RPD est elle aussi complexe puisqu'elle nécessite des interactions GRT/GRD conséquentes. Dans les deux cas RTE s'engage, à l'issue d'un retour d'expérience sur la participation des sites disposant d'un CART, à étudier l'extension des conditions de participation. De plus RTE s'engage, si une cible était trouvée dans le cadre des règles RE/MA à étudier son application aux règles services système dans les plus brefs délais.

Concernant la gestion de l'énergie des sites de soutirage[20], RTE propose d'appliquer un ajustement de la consommation de ces sites. Cette disposition a été soutenue par la majorité des acteurs s'étant prononcés sur le sujet. Concernant l'attribution de l'énergie site à site RTE propose de recourir à une déclaration par le responsable de réserve associée à une possibilité de contrôle par RTE.

En ce qui concerne la phase expérimentale transitoire permettant d'établir les critères de performance et la contrôlabilité des différents sites, RTE propose un système de pénalités réduites associé à une certification d'aptitude provisoire pendant une durée de 6 mois.

Enfin les règles services système ne contiennent pas de critères relatifs aux performances attendues ni à leur contrôle puisque ceux-ci n'ont pas encore été établis. RTE imagine qu'ils seront relativement proches de ceux des groupes de production mais il faudra traiter au préalable le problème spécifique aux performances des installations caractérisées par des contraintes de limitation en énergie de réglage (batteries, processus industriels de consommation…). RTE envisage de préciser ces critères début 2014.

[19] Chapitres 3.1 et 3.3 du document d'orientations
[20] Chapitre 5.3 du document d'orientations

2.2.5 Obligation de réserve

Puisque le Code de l'énergie (L.321-11) prévoit que seuls les producteurs doivent mettre leurs capacités de réglage à disposition de RTE[21], le calcul de l'obligation de réserve ne porte que sur les entités de réserve de type injection. Le processus actuel d'établissement de l'obligation de réserve n'a pas été modifié en profondeur. Seules deux modifications ont été apportées : (i) la suppression de la prescription de 16h15 en J-1 prenant en compte les échanges de réserves et (ii) à la demande des acteurs dans le cadre du groupe de travail, l'avancement de la prescription définitive à 17h en J-1 au lieu de 18h.

La suppression des clauses d'inaptitudes temporaires, pour les *« petits parcs »* et pour les installations hydrauliques fil de l'eau, a été étudiée dans le cadre du groupe de travail. Cependant le jeu de règles services système propose une reconduction des clauses actuelles à l'identique, étant donné les désaccords clairement établis entre acteurs. RTE n'est pas satisfait de cette situation, et souhaite à terme que ces clauses d'inaptitudes temporaires soient soit supprimées soit généralisées. RTE n'a pas été en mesure de déterminer la nature de chaque type inaptitude temporaire : c'est-à-dire soit relevant d'une incapacité constructive technique, soit relevant d'une optimisation économique. RTE considère que la mise en œuvre d'un marché secondaire organisé devra permettre à terme une couverture financière de ces situations.

Afin de préparer l'intégration européenne des marchés de réserve, RTE propose de maintenir la rémunération de l'obligation de réserve à l'obligé initial[22]. Mis à part E.ON et CNR, les acteurs de marché ont soutenu cette proposition. La suppression de la seconde étape intermédiaire de prescription indicative à 16h15 en est la conséquence. Ainsi, les échanges de réserve réalisés ne modifient plus l'obligation de réserve.

2.2.6 Échanges de réserve et sécurisation financière

Suite à la demande des acteurs, RTE propose d'améliorer le système d'échange de réserve, au travers d'un *matching* des notifications par RTE. Ce système s'inspire des NEB en place aujourd'hui pour les notifications d'échanges d'énergie. Les propositions de RTE concernant les notifications d'échange de réserve[23] ont été soutenues par les acteurs de marché dans leurs réponses au document d'orientations.

Les échanges de réserve exposent cependant RTE et donc la collectivité à un risque financier[24]. C'est pourquoi RTE propose de les associer à une sécurisation financière adaptée. Les modalités de sécurisation financière doivent permettre de couvrir RTE, et donc les utilisateurs du réseau des risques financiers encourus, quels que soient leurs montants, sans représenter une barrière à l'entrée à l'encontre des nouveaux entrants. La majorité des acteurs de marché a partagé ces deux objectifs. La déclinaison de ces objectifs a cependant fait l'objet de certains désaccords dans les contributions des acteurs de marché.

[21] Chapitre 3.4 du document d'orientations
[22] Chapitre 3.7 du document d'orientations
[23] Chapitre 3.9 du doucement d'orientations
[24] Chapitre 3.14 du document d'orientations

Les modalités proposées par RTE reposent sur un choix laissé aux participants : le participant peut soit déposer une garantie bancaire, soit se voir empêché de prendre une position ouverte en termes d'échange de réserve. Le montant de la garantie bancaire, laissé au choix du participant, permet de définir l'ampleur de l'exposition financière autorisée sur le mécanisme. RTE a proposé dans les règles services système de mettre en œuvre des dispositions permettant de réduire le montant des garanties bancaires déposées par les participants[25]. En conséquence RTE estime que les montants nécessaires estimés sont faibles. Une mutualisation des garanties bancaires avec celles demandées par RTE dans le mécanisme de responsable d'équilibre reste relativement complexe d'un point de vue contractuel ; RTE écarte cette possibilité, d'autant plus qu'elle n'apporte pas de réelle flexibilité aux acteurs. En effet, puisque les risques induits dans les différents dispositifs sont très fortement corrélés, la mutualisation des garanties bancaires n'impliquerait pas de réduction de la somme des montants de garantie bancaire. Par ailleurs le participant pourra prendre en compte le besoin de garantie bancaire associé aux règles services système lors de sa demande d'enveloppe de garantie bancaire auprès de son établissement bancaire.

RTE analyse que la considération des capacités physiques à produire des réserves n'apporte pas de sécurisation financière à RTE puisque rien ne garantit à RTE que le participant programmera effectivement cette capacité physique en temps réel.

RTE analyse que seules les garanties bancaires permettent une couverture effective des risques de contreparties. Les alternatives proposées par certains acteurs de marché dans leurs réponses notamment la fourniture d'une garantie de la maison mère, ou une analyse de solvabilité, ne sont pas acceptables pour RTE puisqu'elles ne garantissent pas de réelle sécurisation. Par ailleurs une franchise de garantie bancaire pour les petits volumes reste inappropriée puisque qu'elle laisse à la charge de la collectivité un risque de contrepartie.

En ce qui concerne les échanges de réserve transfrontaliers d'un acteur vers un GRT frontalier, RTE liste dans les règles services système les possibilités offertes par les contrats cadres GRT-GRT en place actuellement. Les échanges transfrontaliers entre acteurs ne sont pas possibles aujourd'hui en l'état des contrats cadre GRT-GRT actuels. RTE rappelle son souhait de voir mis en place la possibilité de tels échanges, et sa disponibilité pour leur étude puis leur mise en œuvre.

2.2.7 Rémunération de l'obligation de réserve, de l'énergie de réglage et contrôles déclaratifs

En cohérence avec TURPE 4, RTE a maintenu dans le les règles la même formule de rémunération que celle présente dans le modèle de contrat actuel.

RTE n'a pas non plus apporté de modifications majeures au régime d'indemnité[26] associé à une fourniture de réserve insuffisante par le participant[27], suite aux désaccords majeurs des acteurs de marché formulés dans leurs contributions. RTE considère cependant que le sujet devra être instruit à nouveau ultérieurement, et plus particulièrement si des phénomènes d'arbitrage aux pénalités apparaissent, ou si le marché secondaire organisé s'inscrit dans la durée.

[25] Chapitre 3.14 du document d'orientations
[26] Chapitre 3.13 du document d'orientations
[27] Chapitre 3.12 du document d'orientations

RTE a proposé uniquement trois modifications mineures au régime d'indemnités. La première consiste à ce que l'indemnité pleine soit toujours supérieure à l'indemnité réduite. La seconde consiste à ne pas rémunérer l'obligation de réserve de l'acteur défaillant, induisant symétriquement une réduction de la pénalité. La troisième consiste à étendre le régime de pénalités aux échanges de réserves transfrontaliers. Ce dernier point permettant que les obligations de réserves acquises au travers d'exports de réserve puissent être échangeables dans les mêmes conditions que les obligations de réserves issues de la prescription de RTE (le calendrier de mise en œuvre de ce dernier point devra cependant être établi conjointement avec Elia et Swissgrid)

Par ailleurs, à la demande des acteurs de marché, le jeu de règles contient une prise en compte de l'énergie de la réserve primaire pour la neutralisation des bilans des responsables d'équilibre. Les flux financiers induits par cette nouvelle disposition sont similaires à ceux prévus dans le modèle de contrat services système actuel et dans les règles RE/MA pour le traitement de l'énergie de la réserve secondaire. RTE propose de maintenir la rémunération régulée de l'énergie de la réserve secondaire tant que celle ci ne sera pas activée selon la préséance économique.

Enfin, RTE propose de ne pas modifier le processus de facturation et de consolidation des données, si ce n'est une mise en cohérence du délai nécessaire à RTE pour étudier les contestations faites par les participants.

2.2.8 Contrôle des performances et mise en conformité

RTE n'a pas apporté de modifications majeures au contrôle de performances, au processus de notification de défaillance, au processus de mise en conformité et aux conséquences financières des défaillances dans le jeu de règles services système par rapport au modèle de contrat actuel, si ce n'est les deux propositions faites dans le document d'orientations[28].

Cependant de nouvelles dispositions ont été introduites concernant les sites de soutirage. En effet ceux-ci ne sont pas encadrés par l'arrêté du 6 juillet 2010 relatif au contrôle périodique des performances. Dès lors ils ne peuvent faire l'objet d'une obligation de remise en conformité à la suite d'une défaillance de réglage. RTE propose ainsi qu'une entité de réserve de type soutirage ayant fait l'objet d'une notification de défaillance de réglage soit retirée du périmètre de réserve du participant, qui aura alors la possibilité d'effectuer les adaptations nécessaires à sa réintégration s'il le souhaite.

RTE constate que les abattements liés au contrôle de performances sont inférieurs aux indemnités liées au contrôle déclaratif. En cas de défaillance de réglage, l'obligation de mise en conformité pour les entités de réserve de type injection, ou le retrait du périmètre de réserve d'une entité de réserve de type soutirage, devraient éviter les possibilités d'arbitrage entre les différents types de pénalités. Dans l'hypothèse où cela ne serait pas le cas, RTE devra revoir les modalités prévues dans les règles sur ce sujet.

[28] Chapitre 3.15 du document d'orientations

2.2.9 Éléments de calendrier de mise en œuvre

Au travers des dispositions transitoires de la section fréquence des règles services système, RTE envisage une mise en œuvre différée de certaines des nouvelles dispositions prévues. Ce délai de mise en œuvre est nécessaire à RTE au vu des impacts sur son système d'information[29]. Energy Pool a estimé convenable une mise en place de l'autorisation de la participation des sites de soutirage au 1er juillet 2014. Cependant concernant la mise en place des notifications d'échange de réserve, tous les acteurs de marché à l'exception d'EDF ont demandé une mise en place avant le 1er janvier 2015. Il est difficile pour RTE d'avancer cette date en raison de l'impact sur son système d'information, mais RTE fera ses meilleurs efforts pour permettre une mise en œuvre au plus tôt de cette fonctionnalité.

[29] Chapitre 6.2 du document d'orientations

3. RÉGLAGE AUTOMATIQUE DE LA TENSION

Cette section des règles ne présente pas d'évolution majeure par rapport au contrat actuellement en vigueur.

Quelques ajustements sont réalisés à la demande des acteurs. Le principal d'entre eux concerne la modification de la procédure de rémunération de la compensation synchrone en fonction des durées réelles d'utilisation. Jusqu'à maintenant cette rémunération était réalisée en deux temps, une rémunération forfaitaire était versée mensuellement au cours de l'année puis un correctif annuel était réalisé l'année suivante afin de tenir compte des durées réelles d'utilisation. Ce processus qui conduisait dans certain cas à des incohérences dans le calcul des abattements de rémunération liés aux écarts de performances a été refondu et simplifié. L'étape de correctif annuel a été supprimée et il est maintenant proposé de rémunérer les fonctionnements en compensateur synchrone sur une base trimestrielle, directement en fonction des durées d'utilisation transmises par le responsable de programmation.

Toujours pour la compensation synchrone, une autre évolution concerne la mise à jour du prix de l'énergie utilisée pour rémunérer les pertes supplémentaires induites par ce mode de fonctionnement.

Un autre ajustement demandé par les acteurs consiste à supprimer les coefficients KQ+ et KQ- qui interviennent dans le calcul de la rémunération. Ces coefficients avaient été introduits dans le calcul de la rémunération de façon à gérer la période transitoire pendant laquelle les producteurs ont mis progressivement à disposition de RTE les diagrammes UQ de leurs groupes de production. Le maintien de ces coefficients n'a maintenant plus d'utilité. Il est donc proposé de les supprimer en modifiant les prix unitaires de rémunération du réglage de la tension de façon que la rémunération des groupes soit reconduite à l'identique.

Enfin, la situation économique conduit certains producteurs à retirer de l'exploitation certaines de leurs installations de production pendant des périodes de quelques mois à quelques années. Il n'est pas légitime que ces installations soient rémunérées au titre de la part fixe du réglage de la tension pendant ces périodes (pour celles situées en zone sensible). Les règles d'abattement de la rémunération en zone sensible ont été revues afin d'éviter de contourner ce principe. Les Règles « tension » introduisent une valeur maximale, pour le cumul annuel des indisponibilités, au delà de laquelle la rémunération de la part fixe n'est plus versée.