Réseau de transport d'électricité

Consultation sur l'évolution des règles services système

Document d'accompagnement

3 juillet 2015

Table des matières

1. Exposé des motifs 4
1.1 Les services système 4
1.2 Cadre légal 4
1.3 Exposé des motifs 5
1.4 Impact sur les règles RE/MA 5
1.5 Concertation et appel à contributions préalable 5
1.6 Projet d'évolution des règles services système 6
2. Ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD 7
2.1 Introduction 7
2.2 Prise en compte de l'énergie de réglage 7
2.3 Constitution des entités de réserve de type soutirage 10
2.4 Modalités de mise en œuvre et calendrier d'ouverture de la participation 11
3. Ouverture de la participation aux capacités dissymétriques 12
3.1 Introduction 12
3.2 Analyse économique 12
3.3 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation 13
3.4 Modification du prix régulé de l'énergie de réglage 15
3.4.1 Exposé des motifs 15
3.4.2 Scénarios envisageables 15
3.4.3 Analyse 16
3.4.4 Proposition de RTE 17
4. Evolution des modalités de reconstitution des services système 18
4.1 Description de la situation actuelle 18
4.2 Maintien du dispositif permettant la reconstitution des services sur le mécanisme d'ajustement 18
4.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système : exposé des motifs 18
4.4 Proposition d'évolution de l'allocation des surcoûts services système 20
5. Autres évolutions 22
5.1 Introduction du gain dynamique 22
5.2 Suppression des guichets mensuels pour la modification de périmètres de réserve 22
5.3 Expérimentation relative aux EDR multi EDP 22
5.4 Expérimentation relative à l'observabilité statistique 23
5.5 Expérimentation relative à la sous-mesure 23
5.6 Modification de la formule d'indemnité élémentaire pleine 24
5.7 Détermination des énergies de réglage en temps réel 25
5.8 Fin du régime expérimental pour la fourniture de réserve primaire à partir de sites de soutirage 25
5.9 Modifications de la section tension 25

1. EXPOSE DES MOTIFS

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 légal

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 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

Dans sa délibération du 28 novembre 2013[1], la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015 d'une proposition de règles services système (dites « règles v3[2] »):

- *« Incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites de soutirage raccordés au RPD […] ; et*
- *« Intégrant les modalités de participation des capacités dissymétriques de réglage de la fréquence et le calendrier de mise en œuvre associé ».*

Par ailleurs, RTE souhaite réinterroger les modalités d'allocation des surcoûts services système, qui peuvent aujourd'hui être à l'origine de biais dans l'optimisation des activations des offres sur le mécanisme d'ajustement (MA), notamment dans la perspective de la mise en œuvre des common merit order lists (CMOL) issues du code balancing[3].

1.4 Impact sur les règles RE/MA

Les règles services système et les règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre (règles RE/MA) sont fortement dépendantes notamment, par le dispositif de programmation et par le fait que les activations sur le mécanisme d'ajustement peuvent modifier les niveaux de participation en services système.

Bien que les évolutions proposées portent très majoritairement sur les règles services système, les règles RE/MA doivent évoluer de manière conjointe.

Ainsi, RTE ouvre deux consultations simultanées, l'une portant sur une évolution des règles services système, l'autre portant sur une évolution des règles RE/MA, et RTE effectuera une saisine de la CRE pour ces deux projets.

1.5 Concertation et appel à contributions préalable

Des réunions du GT services système fréquence ont débuté en septembre 2014 pour traiter des sujets listés ci-dessus en concertation avec les acteurs de marché dans le cadre de la Commission accès au marché du CURTE. Les présentations ainsi que les comptes-rendus des réunions sont disponibles sur le site du CURTE[4]. Le calendrier de ce groupe de travail est représenté dans le graphique ci-dessous.

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

[2] Les règles services système dites v1 sont celles entrées en vigueur au 1er janvier 2014. Les règles dites v2 sont celles entrées en vigueur au 1er juillet 2014.

[3] https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/140806_NCEB_Resubmission_to_ACER_v.03.PDF

[4] https://www.concerte.fr/commissions/cam-gt-ssy-fr%C3%A9quence

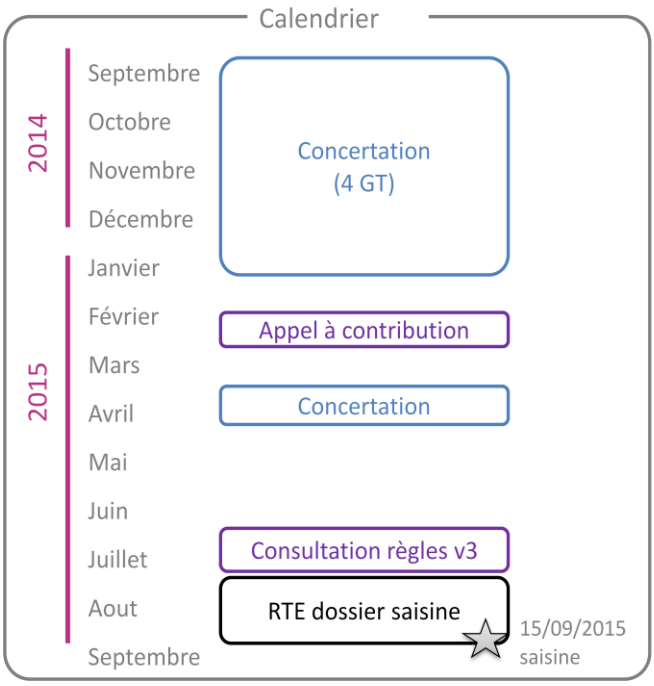


Figure 1: calendrier de la concertation services système fréquence pour l'élaboration des règles v3

Ces travaux ont également donné lieu à une restitution dans le cadre du GT Evolution des règles RE/MA.

Par ailleurs, RTE a lancé un appel à contributions du 13 février au 13 mars 2015 afin de recueillir les avis des acteurs de marché sur les trois axes de travail, avant la rédaction d'un projet d'évolution des règles services système.

Les acteurs suivants ont répondu à l'appel à contributions : ACTILITY, ALPIQ, CNR, DIRECT ENERGIE, EDF, ENERGY POOL, ERDF, E.ON, GDF SUEZ, RIO TINTO ALCAN. Les contributions peuvent être consultées sur le site du CURTE[5].

1.6 Projet d'évolution des règles services système

Le projet d'évolution des règles services système, et des règles RE/MA associées, objet de cette consultation découle (i) des demandes de la CRE formulées dans sa délibération du 28 novembre 2013, (ii) des travaux menés par les acteurs de marché et RTE sur les trois axes principaux d'évolution, dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions et (iii) des demandes d'évolution des règles formulées par les acteurs et RTE en dehors des trois axes principaux d'évolution et étudiées dans le cadre du groupe de travail services système.

[5] https://www.concerte.fr/concertation/evolution-des-modalit%C3%A9s-de-participation-aux-r%C3%A9serves-primaire-et-secondaire-de

2. OUVERTURE DE LA PARTICIPATION AUX SITES DE SOUTIRAGE RPD

2.1 Introduction

La participation au réglage primaire et secondaire de fréquence est ouverte à titre expérimental aux sites de soutirage raccordés au RPT depuis le 1er juillet 2014. Conformément aux règles services système, RTE a proposé un retour d'expérience[6] le 1er décembre 2014 relatif à la première phase de l'expérimentation.

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015 sur une proposition de règles services système « *incluant les modalités et le calendrier d'ouverture de la participation au réglage de la fréquence des sites de soutirage raccordés au RPD* ». Cette demande de la CRE s'accompagne d'une volonté exprimée et de projets de la part d'opérateurs de flexibilité pour fournir des services système à partir de sites de soutirage raccordés au réseau public de distribution (RPD).

2.2 Prise en compte de l'énergie de réglage

Dans le prolongement des modalités applicables aux groupes de production et aux sites de soutirage raccordés au RPT, la participation aux services système doit s'accompagner (i) d'une rémunération du responsable de réserve pour l'énergie de réglage activée et (ii) d'une correction du périmètre d'équilibre du RE des sites participant aux réglages.

Pour la participation aux services système des sites de soutirage raccordés au réseau public de transport (RPT) disposant d'un CART ou d'un contrat de service de décompte, les règles services système en vigueur prévoient que l'énergie de réglage est prise en compte via la courbe de consommation ajustée (i.e. modèle « corrigé »). Pour les sites de soutirage en contrat unique, le responsable d'équilibre (RE) du site choisit entre le modèle corrigé ou une absence de prise en compte de l'énergie de réglage.

La gestion de l'énergie de réglage des sites de soutirage pour les services système s'apparente à la gestion de l'énergie effacée des effacements au service du marché (dispositif NEBEF) ou des ajustements sur le mécanisme d'ajustement (MA), avec cependant deux différences majeures : (i) pour les capacités participant de manière symétrique, l'activation des services système nécessite des hausses de consommation[7] et (ii) il n'existe pas de cadre légal/réglementaire prévoyant une régulation des flux financiers entre les fournisseurs des sites engagés et les responsables de réserve.

Quatre modèles sont envisageables pour la gestion de l'énergie de réglage, représentés dans le tableau ci-dessous :

[6] https://www.concerte.fr/system/files/evenement_agenda/REX%20soutirage%20SSY.pdf
[7] En opposition aux effacements qui ne sont que des baisses de consommation

Modèle / conséquences par rapport à une absence de participation aux services système du site	Conséquences pour le responsable d'équilibre du site	Conséquences pour le responsable de réserve du site	Conséquences pour le fournisseur du site
Modèle dit « corrigé »	Le calcul d'écart du RE s'effectue sur la consommation ajustée du site : la participation aux services système du site n'induit pas d'écart pour le RE du site	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement)	Le fournisseur du site a la possibilité de facturer l'accès au marché du site sur la base de la consommation ajustée
Modèle dit « régulé »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart)	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement) Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.	Flux financiers à mettre en place entre le responsable de réserve et les fournisseurs des sites pour l'énergie injectée ou soutirée selon des barèmes régulés.
Modèle dit « contractuel »	Un bloc correspondant à l'énergie de réglage est ajouté dans le périmètre du RE (permet de ne pas mettre le RE en écart) Potentiel contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Flux financier avec RTE pour l'achat vente d'énergie de réglage (10,542 €/MWh actuellement) Contrat privé avec le fournisseur du site pouvant entrainer des flux financiers	Contrat privé avec le responsable de réserve du site pouvant entrainer des flux financiers Potentiel contrat privé avec le responsable d'équilibre du site pouvant entrainer des flux financiers
Modèle dit « absence de prise en compte de l'énergie »	La participation aux services système du site peut induire un déséquilibre pour le RE du site	Pas de flux financiers pour l'énergie de réglage	Aucune (au-delà de la modification du profil de la courbe de charge)

Figure 2: tableau résumant les différents modèles possibles pour la prise en compte de l'énergie de réglage

Pour la participation des sites de soutirage raccordés au RPD, le modèle corrigé ne semble pas pouvoir être étendu à tous les types de sites (notamment pour ceux dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA) pour des contraintes d'ordre juridique[8]. Le modèle dit « régulé » obligatoire ne saurait s'appliquer en l'absence de cadre légal explicite. Le modèle contractuel obligatoire est contraire à l'avis de l'Autorité de la concurrence du 26 juillet 2012. Enfin le modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage induit des déséquilibres pour les RE des sites en réglage.

Ainsi, aucun des modèles exposés ci-dessus ne parait pouvoir être appliqué aux sites de soutirage raccordés au RPD. Ce constat a été partagé par les acteurs de marché lors de l'appel à contribution.

Dans le cadre de la concertation, une solution alternative a été proposée, consistant en une déclinaison d'un modèle « régulé optionnel » pour les fournisseurs : les fournisseurs se verront proposer d'adhérer aux règles services système selon un accord de participation spécifique. En cas d'adhésion du fournisseur, l'énergie de réglage des sites dont il est le fournisseur fera l'objet de flux financiers entre les responsables de réserve et le fournisseur par l'intermédiaire de RTE et selon des barèmes définis dans les règles (identiques à ceux en vigueur pour NEBEF), et les RE des sites seront « désinfluencés » de l'énergie de réglage activée. En l'absence d'adhésion du fournisseur, le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » sera appliqué aux sites participant aux services système dont il est le fournisseur. L'alternative proposée a été accueillie favorablement par la majorité des acteurs de marché lors de l'appel à contributions. Ceux-ci ont par ailleurs souligné l'importance de l'harmonisation des mécanismes de prise en compte de l'énergie de réglage pour les services système avec ceux déployés dans le cadre des règles RE/MA et NEBEF.

Ce modèle régulé optionnel devra permettre aux RE sensibles aux déséquilibres induits par la fourniture de réglage, de demander aux fournisseurs pour lesquels ils assurent le service de responsable d'équilibre d'adhérer aux règles services système. D'un autre côté, le modèle « absence de prise en compte de l'énergie de réglage » permettra aux fournisseurs de pouvoir adopter une position pragmatique au regard de la complexité associée à la régulation des flux financiers avec les responsables de réserve, et des volumes d'énergie de réglage réellement activés. A ce titre, RTE propose de calculer et publier un indicateur sur le volume de participation des sites de soutirage RPD à la fourniture des services système afin de permettre aux fournisseurs de décider s'ils optent pour le modèle régulé ou pour le modèle sans prise en compte de l'énergie de réglage. Cet indicateur ne devra cependant pas révéler d'informations permettant aux fournisseurs d'identifier les sites de soutirage engagés dans la fourniture de réserve.

A la demande des acteurs de marché, il est proposé de compléter ce régime régulé optionnel par la mise en place optionnelle d'un modèle contractuel : un responsable de réserve et un RE pourront notifier à RTE l'existence d'un accord contractuel entre eux. Il apparait que ce modèle contractuel permet une gestion simplifiée dans les cas où le responsable de réserve et le responsable d'équilibre sont confondus.

Lors de l'appel à contributions, des acteurs de marché ont demandé la mise en place d'un modèle corrigé sur le RPD. Il est proposé que les versions ultérieures des règles services système les conclusions des travaux qui seront menés dans le cadre de l'élaboration des règles NEBEF et RE/MA sur ce sujet.

[8] Le modèle du cahier des charges de distribution, qui est le modèle majoritairement signé, prévoit que toute facturation au tarif réglementé se fait sur la base des données de comptage.

2.3 Constitution des entités de réserve de type soutirage

Afin de permettre l'agrégation la plus large possible des sites de soutirage pour fournir des services système, RTE propose de recourir au concept d'EDR soutirage « multi-tout » : une EDR de type soutirage serait un regroupement de sites de soutirage sans aucune restriction, c'est-à-dire que les EDR soutirage seraient multi-RE, multi gestionnaire de réseau, multi fournisseurs (et multi barème forfaitaire). Dans la continuité des modalités prévues par les règles services système en vigueur, le responsable de réserve communiquera à RTE la répartition de l'activation de l'énergie entre les différents sites constitutifs de l'EDR. RTE traitera ensuite l'énergie de réglage en fonction du mode de participation de chaque site. Cette proposition d'agrégation sans contrainte a été soutenue par plusieurs acteurs de marché, dans le cadre de l'appel à contributions. Cependant d'autres acteurs de marché ont souligné l'importance de la précision des clefs de répartition, puisqu'ils induisent des échanges d'énergie entre responsables d'équilibre. RTE propose d'effectuer un retour d'expérience sur la précision de ces clefs au plus tard 6 mois après la participation de la première entité de réserve de type soutirage, composée de plus d'un site.

En ce qui concerne la gestion des périmètres de réserve, le projet de règles repose sur un processus similaire à celui mis en place dans le cadre des règles RE/MA. Pour les sites RPD, les demandes de modification de périmètre de réserve seront adressées par le responsable de réserve simultanément au GRD et à RTE. Le GRD sera en charge de l'identification des sites et des contrôles élémentaires pour les sites raccordés au RPD, et transmettra à RTE les informations nécessaires à la prise en compte de l'énergie de réglage. Deux différences existent cependant avec les règles RE/MA, en ce qui concerne la gestion des périmètres de réserve : (i) l'étude de l'aptitude par RTE associée aux modifications de périmètre de réserve, et (ii) la mise en place d'un processus continu pour la modification des périmètres de réserve, par opposition au recours à des guichets mensuels, (cf. 5.2). Ainsi en ce qui concerne l'examen d'aptitude, les échanges s'effectueront exclusivement entre le responsable de réserve et RTE. Une alternative aurait consisté à ce que l'examen d'aptitude par RTE ne débute qu'après la réalisation des contrôles élémentaires par les GRD. Cette option n'a pas été retenue dans la mesure où le temps complet de modification du périmètre de réserve d'un acteur demandant un examen d'aptitude aurait alors été allongé de 5 jours.

Le processus proposé peut être schématisé ainsi, pour une création d'entité de réserve comportant des sites RPD :

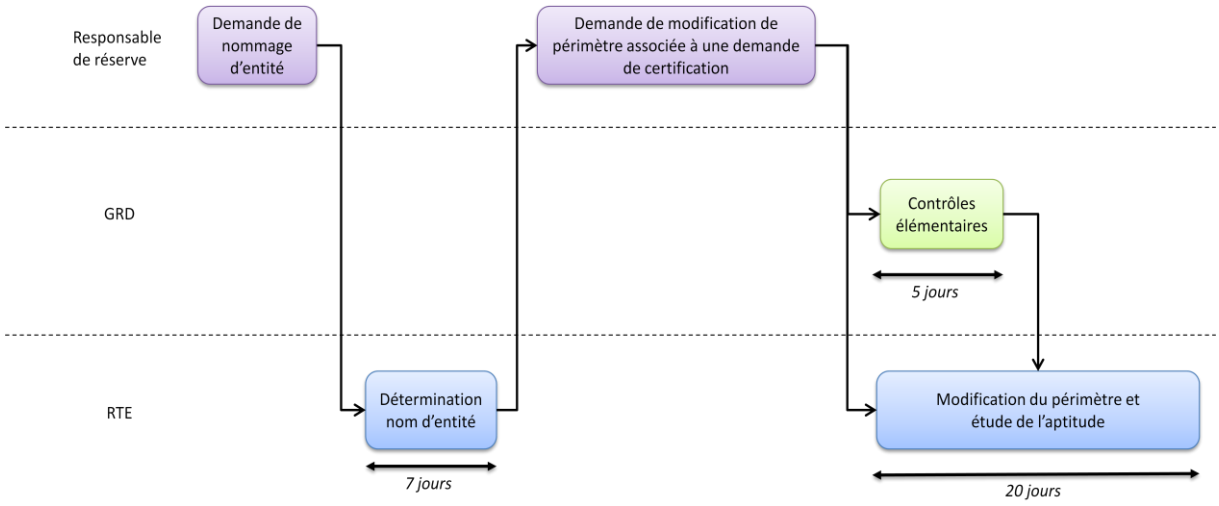


Figure 3:processus de création d'entité de réserve comportant des sites RPD

2.4 Modalités de mise en œuvre et calendrier d'ouverture de la participation

La mise en œuvre proposée du modèle régulé optionnel repose sur le modèle MA/NEBEF actuellement en place. Les barèmes forfaitaires, le processus de régulation des flux financiers, et la sécurisation financière associée ont été intégralement repris. Comme demandé par les acteurs de marché, l'objectif est de ne pas créer de spécificité pour les services système et de mutualiser, d'harmoniser le processus services système avec ceux déjà en place actuellement. Une spécificité relative aux services système doit cependant être soulignée : puisque la participation aux services système est symétrique, les flux financiers régulés entre fournisseurs et responsables de réserve, sont bidirectionnels.

Afin de proposer une ouverture aux sites de soutirage RPD dans les plus brefs délais, à la demande des acteurs de marché ayant manifesté leur intérêt à la participation, RTE propose dans un premier temps d'appliquer le modèle « absence de prise en compte de l'énergie » pour les sites de soutirage RPD, puis au 1er avril 2017 de permettre le modèle « régulé » optionnel et le modèle « contractuel » optionnel. Plusieurs acteurs de marché se sont inquiétés de l'ampleur des coûts de mise en place pour les gestionnaires de réseaux associés à l'ouverture de la participation des sites de soutirage RPD, au regard du bénéfice escompté pour le système électrique. L'ouverture en deux temps, proposée, permet une mise en place à coût très faible pour RTE au 1er janvier 2016, et à la date du 1er avril 2017, de bénéficier d'une mutualisation avec les outils utilisés pour la régulation des flux financiers pour les processus MA et NEBEF, représentant ainsi un coût modéré. Par ailleurs, comme demandé par certains acteurs de marché, lors de la concertation et de l'appel à contribution, la participation des sites de soutirage RPD, jusqu'à cette date, devra être symétrique, afin de ne pas induire d'écarts importants pour les responsables d'équilibre des sites.

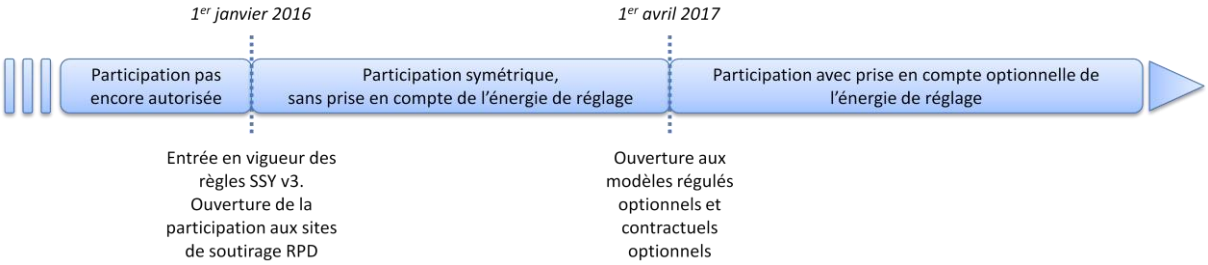


Figure 4 : calendrier d'ouverture de la participation des sites de soutirage RPD

De plus, comme pour les sites de soutirage RPT, cette ouverture sera une expérimentation à laquelle sera associée une limitation de la participation fixée à 40MW, et une production d'un retour d'expérience par les GRD et RTE 6 mois après la première participation.

Enfin, excepté les éléments exposés précédemment, les conditions de participation des sites de soutirage RPD seront identiques à celles pour les sites de soutirage RPT.

3. OUVERTURE DE LA PARTICIPATION AUX CAPACITES DISSYMETRIQUES

3.1 Introduction

Dans sa délibération du 28 novembre 2013, la CRE a demandé à RTE de la saisir au plus tard le 1er septembre 2015 d'une proposition de règles services système intégrant les modalités de participation des capacités dissymétriques de réglage de la fréquence et le calendrier de mise en œuvre associé. Cette délibération fait suite aux demandes formulées par certains acteurs pouvant disposer notamment de capacité de réglage à la hausse sur des sites de soutirage, ou de capacité de réglage à la baisse sur des groupes de production.

De plus, le projet de code « electricity balancing » prévoit que les GRT doivent s'approvisionner en réserve secondaire séparément à la hausse et à la baisse[9]. Ainsi l'ouverture de la participation dissymétrique dans le cadre de l'élaboration des règles services système v3, *a minima* pour la réserve secondaire, doit être considérée comme une anticipation de l'entrée en vigueur du code balancing.

3.2 Analyse économique

L'ouverture de la participation dissymétrique permet d'accéder à deux leviers d'optimisation : une optimisation de la répartition entre les installations de production et une optimisation via la participation des sites de soutirage.

L'équation économique associée à l'optimisation des installations de production est la suivante, en considérant que ces installations sont techniquement capables de fournir une vitesse de réponse doublée, et en considérant, dans un souci de simplification, l'activation de l'énergie centrée, et avec les notations suivantes : V_R : volume de réserve, CV : coût variable, X% activation moyenne de l'énergie :

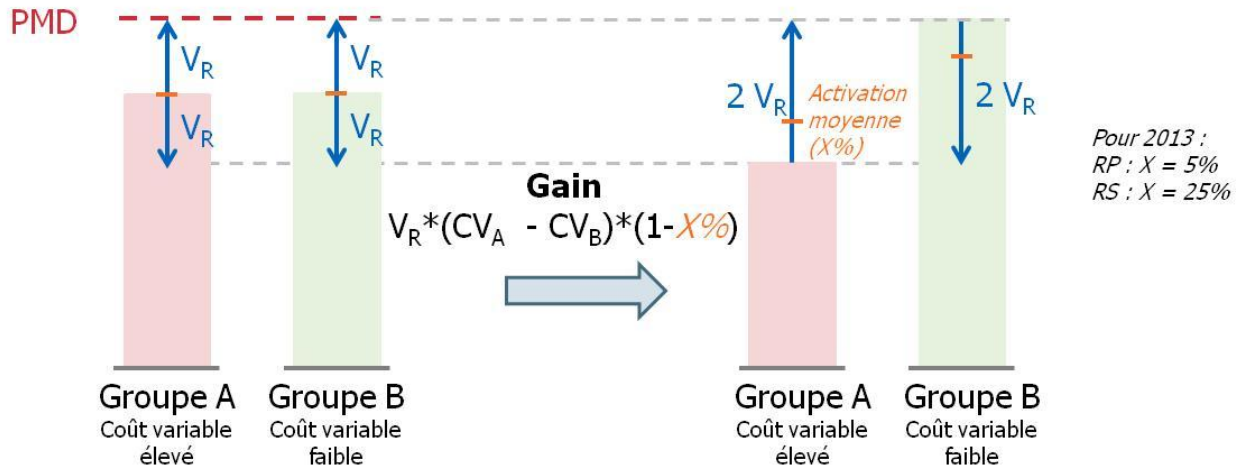


Figure 5 : gain associé à la programmation dissymétrique pour les groupes de production

[9] Code balancing : article 34(5)

L'équation économique associée à l'optimisation via la participation de sites de soutirage est la suivante, en considérant que (i) la fourniture de réserve est sans coût pour le site de soutirage, que (ii) la part variable du tarif de fourniture du site de soutirage est égale au prix spot, que (iii) le site de soutirage augmentera sa consommation moyenne de l'espérance d'activation de l'énergie de réglage, que (iv) l'énergie libérée par le groupe de production est valorisée au prix spot et que (v) dans un souci de simplification, l'activation de l'énergie centrée :

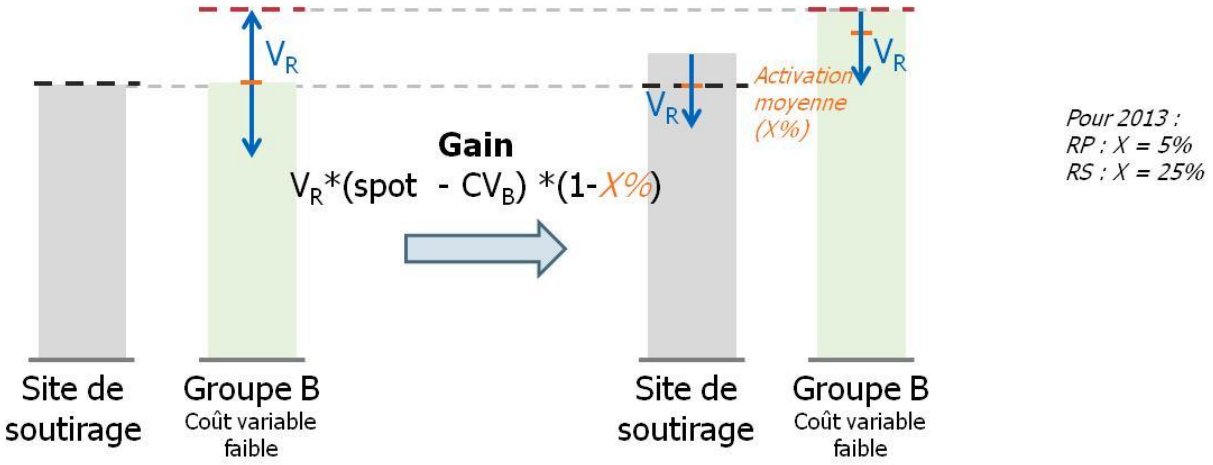


Figure 6 : gain associé à la participation dissymétrique d'un site de soutirage et d'un groupe de production

Dans les deux cas, seuls les bénéfices sont représentés : les coûts d'investissement pour la mise en place du réglage dissymétrique sur les différents types d'installations de production ne sont pas connus de RTE.

Enfin, comme souligné par certains acteurs, le développement compétitif d'une filière de réglage à la hausse est conditionnée au développement compétitif de celle à la baisse, et réciproquement, dans la mesure où le besoin de RTE en réserve est symétrique.

3.3 Modalités et calendrier d'ouverture de la participation

Il est proposé que la participation dissymétrique soit optionnelle pour les responsables de réserve. Cette optionalité se décline ainsi :

- le maintien d'un besoin RTE de réserve symétrique, d'obligations de réserve symétriques et de la rémunération régulée symétrique actuelle ;
- l'évolution du dispositif de programmation et du dispositif de notification d'échange de réserve afin que les acteurs puissent transmettre à RTE des informations de programmation ou d'échange soit symétriques comme aujourd'hui, soit dissymétriques s'ils le souhaitent ;
- la suppression des formules d'indemnités et d'abattements symétriques actuelles et remplacement par des formules d'indemnités et d'abattements calculées séparément à la hausse et à la baisse.

Le caractère optionnel de la programmation dissymétrique est reconnu comme un élément indispensable par les acteurs de marché.

Une évolution du dispositif de programmation est proposée pour permettre aux acteurs de marché de transmettre à RTE des triplets (P0, RP, RS) ou des quintuplés (P0, RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse). A la demande des acteurs de marché, des modalités de programmations dissymétriques simplifiées sont envisagées. L'évolution du dispositif de notification d'échange de réserve consistera à ajouter quatre nouveaux produits échangeables RPhausse, RPbaisse, RShausse, RSbaisse aux deux produits actuels RP et RS implicitement symétriques. Dans un souci de simplicité, il est proposé que seuls les échanges de réserve symétriques et à la hausse interviennent dans le calcul du bilan journalier d'échange intervenant dans la sécurisation financière du dispositif.

Pour des raisons de complexité d'évolution de la fonction de recalcul des participations aux services système à la suite d'un ajustement, la participation dissymétrique des entités de production (EDP) ajustables sera temporairement limitée aux points de fonctionnement inatteignables en cas de participation symétrique, comme par exemple PMD[10] et réglage à la baisse et MT[11] et réglage à la hausse[12]. Cette limitation temporaire ne devrait pas gêner les responsables de réserve ; elle permet à RTE de proposer une ouverture de la participation dissymétrique aux responsables de réserve dans un calendrier plus rapide. Cette limitation temporaire sera supprimée, en lien avec la refonte du dispositif de dépôt d'offres liée à la mise en œuvre du code balancing, selon des modalités qui font l'objet de la concertation sur l'évolution des règles RE/MA v8 et des « ateliers balancing ».

L'introduction de paramètres de programmation et d'échanges dissymétriques est accompagnée, dans la proposition de RTE, du calcul distinct de bilans de réserve hausse et baisse pour chaque type de réserve, et de la suppression des calculs de bilans de réserve symétriques actuels. Afin de pénaliser de manière identique un responsable de réserve court d'un certain volume de réserve symétrique et globalement deux responsables de réserve chacun court du même volume de réserve mais pour l'un à la hausse et pour l'autre à la baisse, et de manière ne pas introduire de sur-complexité dans le régime d'indemnités, il est proposé de séparer les indemnités symétriques actuelles en deux composantes hausse et baisse dont la somme sera égale aux indemnités symétriques actuelles. Ces principes s'appliqueront aussi aux abattements. Concrètement cela revient à introduire un coefficient α compris entre 0 et 1 tel que :

- Indemnité hausse = α . indemnité symétrique actuelle
- Indemnité baisse = (1-α) . indemnité symétrique actuelle

Le coefficient α peut être fonction du prix spot, puisqu'en cas de prix spot élevé la fourniture de réserve à la hausse constitue une perte d'opportunité pour les producteurs, et réciproquement, quand le spot est bas pour la fourniture de réserve à la baisse. Les valeurs numériques proposées feront l'objet d'un retour d'expérience, notamment en cas d'apparition de phénomènes d'arbitrage des indemnités. Certains acteurs de marché dans le cadre de l'appel à contributions ont indiqué ne pas partager cette proposition de déclinaison, sans pour autant proposer d'alternative.

Enfin, concernant le calendrier, l'ouverture à la participation dissymétrique est proposée au 1er octobre 2016.

[10] Puissance maximale disponible
[11] Minimum technique
[12] Pour les entités de réserve hydrauliques ajustables, une étude des points de fonctionnements envisageables devra être réalisée en fonction des projets des acteurs manifestant leur intérêt.

3.4 Modification du prix régulé de l'énergie de réglage

3.4.1 Exposé des motifs

Les règles services système en vigueur prévoient un achat/vente d'énergie de réglage entre RTE et le responsable de réserve à un prix régulé s'élevant en 2015 à 10,542 €/MWh. Ce prix peut s'expliquer historiquement comme s'apparentant au coût du combustible nucléaire. Il n'a pas fait l'objet de demande de réévaluation au cours des dernières années dans la mesure où l'activation d'énergie de réglage est relativement symétrique : le solde financier relatif à l'énergie de réglage de chaque acteur et de RTE est relativement faible.

Cependant, plusieurs motifs conduisant à devoir en réinterroger le niveau peuvent être identifiés :

- l'ouverture de la participation dissymétrique conduira à ce qu'une capacité en réglage dissymétrique fournisse ou absorbe une énergie de réglage sensiblement dissymétrique, non compensée par une énergie de réglage de sens opposé ;
- le futur code réseau européen sur l'équilibrage prévoit que l'énergie de réglage secondaire soit intégrée dans le prix de règlement des écarts[13]. Il convient de s'interroger sur l'intégration d'un prix potentiellement différent de la réalité économique sous-jacente dans la formation du prix de règlement des écarts ;
- le niveau de réglage secondaire légèrement négatif en moyenne induit actuellement un déficit du compte ajustements écarts, c'est-à-dire un transfert financier de la communauté des responsables d'équilibre déséquilibrés vers la communauté des responsables de réserve. Ce transfert ne parait pas justifié[14] ;
- le projet de code réseau balancing prévoit la mise en place de l'imbalance netting (compensation des déséquilibres entre GRT)[15], conduisant à des flux financiers entre GRT, matérialisant les gains réalisés par le dispositif. Ces flux financiers seront selon toute vraisemblance basés sur les prix de l'énergie de réglage secondaire de chaque pays (c'est le cas actuellement dans l'initiative IGCC[16]).

3.4.2 Scénarios envisageables

Plusieurs scénarios ont été envisagés pour l'évolution du prix de l'énergie de réglage :

- maintien du prix à 10,542 €/MWh ;
- autre prix fixe régulé d'un montant à définir ;
- prix spot ;

[13] Code balancing : article 61

[14] Ce phénomène pourrait être résolu sans modifier le prix de l'énergie de réglage, en incluant l'énergie de réglage secondaire dans la formation du prix de règlement des écarts

[15] Code balancing : articles 19 et 20

[16] Initiative permettant l'imbalance netting entre les GRT des pays suivants : Allemagne, Autriche, Belgique, Pays-Bas, Suisse, République Tchèque et Danemark. Documentation : https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/Implementation/Pilot_Projects/140514_CBB_pilot_projects_1-9.pdf

- prix moyen pondéré à la hausse ou à la baisse du mécanisme d'ajustement (PMPh et PMPb), ou prix marginal d'ajustement à la hausse ou à la baisse (PMAh, et PMAb), ou prix de règlement des écarts positifs ou négatifs (PREP et PREN) ;
- prix différent par entité de réserve (soit déclaré par l'acteur, soit régulé par filière).

La modification du prix de l'énergie de réglage s'appliquera à toutes les entités de réserve, qu'elles soient programmées dissymétriquement, ou symétriquement. En effet, l'introduction de prix différenciés en fonction du type de programmation introduirait une iniquité de traitement entre le produit de réserve symétrique et le couple produit hausse et produit baisse.

3.4.3 Analyse

Tout d'abord, toute famille de prix d'énergie de réglage dont le prix à la hausse est différent du prix à la baisse (comme c'est le cas pour les scénarios basés sur les PMP, PMA ou PRE) conduit à créer un revenu pour les responsables de réserve fonction du différentiel entre le prix de l'énergie de réglage à la hausse et celui à la baisse, et fonction de l'amplitude des variations positives et négatives du signal d'activation sur le pas de règlement donné. Cette dépense serait selon toute vraisemblance financée par la communauté des responsables d'équilibre. En considérant un calcul de l'énergie de réglage à la hausse et à la baisse au pas 10 s[17], et un différentiel de 10 €/MWh entre le prix hausse et le prix baisse, on peut estimer ce revenu à environ 20 M€/an[18] pour la communauté des responsables de réserve. Ce revenu semble difficilement être justifiable si la majorité des entités de réserve programment de manière symétrique.

En second lieu, les scénarios pour lesquels les prix sont différents par entité de réserve ou par filière ne permettent pas l'atteinte de l'optimum économique. En effet, si les responsables de réserve étaient neutralisés de l'impact de l'activation de l'énergie sur leurs entités de réserve, ils n'auraient pas d'incitation à programmer en réglage à la baisse les entités au coût variable le plus élevé, bien que ce soit la décision économiquement optimale. Ce scénario doit donc être écarté.

Enfin, tout scénario basé sur un prix régulé, comme le prix régulé actuel, ou tout autre scénario similaire se heurte à la difficulté de la justification de son niveau. Le prix spot présente, quant à lui, les propriétés suivantes :

- il est identique pour tous les acteurs, pour toutes les entités de réserve, et il est identique à la hausse et à la baisse ;
- il est connu avant le temps réel ;
- il correspond à la valorisation implicite actuelle par RTE des écarts aux frontières qui sont partiellement dus à l'énergie de réserve primaire activée en France ;
- il permet que les flux financiers entre GRT liés à la mise en œuvre de l'imbalance netting intègrent le prix de l'énergie en France.

[17] Exemple de calcul d'énergie de réglage secondaire à la hausse pour un pas donné : $E_{RS}^{+} = \sum_{pas\ 10s} RS_{PM} * \max(0; N) * 10s$

[18] Avec les données constatées de 2013 : f+=8.6mHz, f-=-8.3mHz, N+=0.23, N-=-0.31, et les approximations suivantes : Kmoy=6000MW/Hz et RS=700MW

Le prix régulé de l'énergie de réglage, s'il est identique pour toutes les entités de réserve, n'intervient pas dans le gain lié à la participation dissymétrique. Le niveau de ce prix n'interviendra pas dans la décision de réaliser des échanges dissymétriques entre deux responsables de réserve. En revanche, les prix auxquels les échanges des capacités dissymétriques entre acteurs seront réalisés seront fonction du niveau de prix de l'énergie de réglage.

Les acteurs de marché ayant répondu à l'appel à contributions partagent la nécessité de modifier le prix actuel de l'énergie de réglage. Les préférences exprimées montrent une absence de consensus sur ce sujet, mais qu'une tendance peut se dégager vers un scénario dans lequel le prix serait basé sur le prix spot.

3.4.4 Proposition de RTE

RTE propose que le prix de l'énergie de réglage soit égal au prix spot.

La tendance au décentrage négatif du niveau de réglage secondaire, couplé à une augmentation du prix de l'énergie de réglage ne semble pas compatible avec un portage des flux financiers liés à l'énergie de réglage secondaire par RTE (cela conduirait à un gain annuel d'une vingtaine de M€ pour RTE). Comme exposé dans la thématique « flux financiers balancing » du GT évolution des règles RE/MA v8, les flux financiers liés à l'énergie de réglage devront être portés par le compte ajustements-écarts. Ainsi la modification du prix de l'énergie de réglage devra être couplée à l'entrée en vigueur des règles RE/MA v8, planifiée pour le 1er avril 2016.

4. EVOLUTION DES MODALITES DE RECONSTITUTION DES SERVICES SYSTEME

4.1 Description de la situation actuelle

Aujourd'hui, dans le cadre du mécanisme d'ajustement, un acteur d'ajustement peut soumettre une offre d'ajustement à la baisse correspondant à l'arrêt[19] d'un groupe de production fournissant des services système. En cas d'activation, RTE peut être amené à constater un déficit en services système à la maille France et, dans ce cas, reconstituer les services système à partir d'offres spécifiques sur le mécanisme d'ajustement. La reconstitution des services système induit un coût pour la collectivité identifié en tant que « surcoût services système » dans les règles RE/MA. Les règles RE/MA prévoient que le financement des surcoûts services système est assuré pour chaque pas 30 minutes par RTE quand la tendance du mécanisme d'ajustement est à la hausse, et par la communauté des RE déséquilibrés quand la tendance est à la baisse.

4.2 Maintien du dispositif permettant la reconstitution des services sur le mécanisme d'ajustement

Tout d'abord, il apparait nécessaire de continuer de permettre aux acteurs d'ajustements de pouvoir fournir des offres d'arrêt de groupe[20] fournissant des services système, dans la mesure où elles sont efficaces économiquement sur le mécanisme d'ajustement, et contribuent à la fourniture de marges pour le système électrique français.

Ensuite il ne semble pas envisageable de confier la responsabilité technique de la reconstitution des services système à la suite d'un ordre d'ajustement au responsable de réserve devenu court en services système puisque cela conduirait dans la majeure partie des cas à des modifications de programme à l'initiative du responsable de programmation pendant la fenêtre opérationnelle[21].

Les deux points exposés précédemment conduisent (i) à proposer de continuer à autoriser le dépôt d'offres sur le mécanisme conduisant à une diminution de la fourniture de services système en cas d'activation et (ii) à proposer que RTE continue d'assurer la responsabilité technique de la reconstitution des services système pendant la fenêtre opérationnelle.

4.3 Modification de l'allocation des surcoûts services système : exposé des motifs

La règle actuelle d'allocation des surcoûts services système peut conduire à des décisions économiquement inefficaces sur le mécanisme d'ajustement pour le système électrique. En effet en cas de besoin d'ajustement à la baisse, les règles de sélection des offres sur le mécanisme d'ajustement conduiront RTE à sélectionner les offres sans prendre en compte le surcoût de reconstitution services système induit. Ce phénomène est illustré au moyen de l'exemple ci-dessous :

[19] Ou le fait de repousser le démarrage d'un groupe

[20] Ou plus généralement tout type d'offre induisant une diminution de fourniture de services système, comme par exemple les offres d'ajustement à la hausse sur des sites de soutirage

[21] Période pendant laquelle les responsables de programmation ne peuvent effectuer des redéclaration de programme. La fin de la fenêtre opérationnelle coïncide avec les guichets de programmation auquel s'ajoute un délai de neutralisation

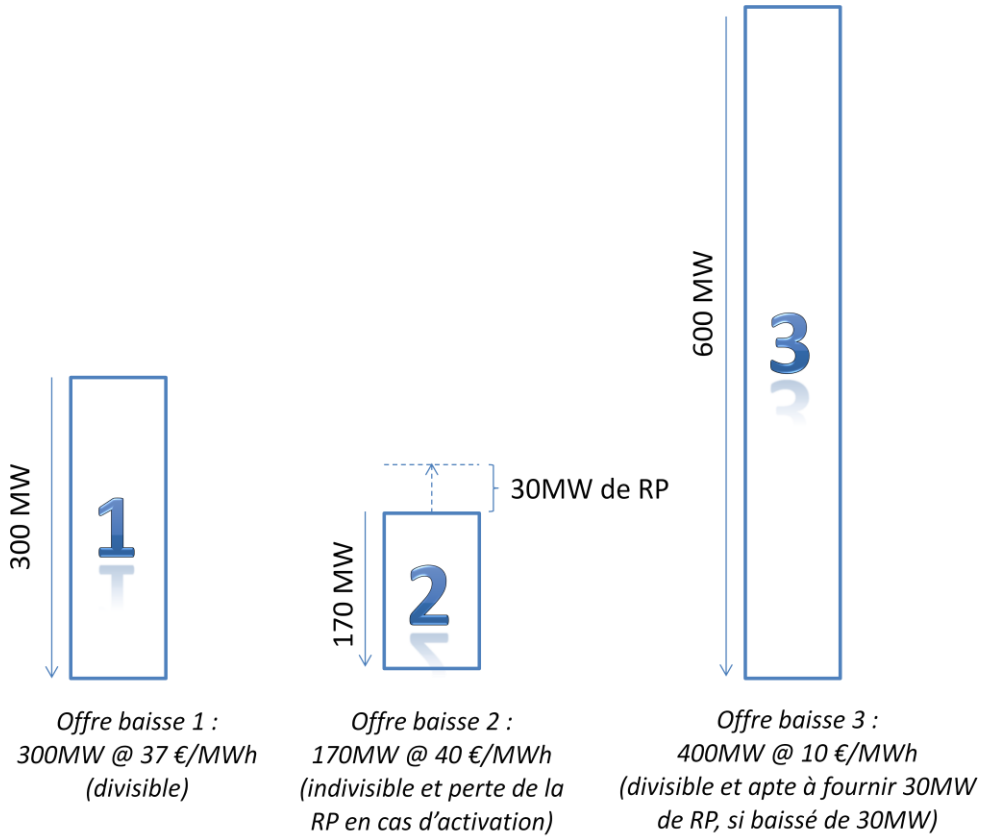


Figure 7 : exemple de sélection d'offre d'ajustement à la baisse

En considérant un besoin d'ajustement à la baisse de 200MW, et toutes les autres caractéristiques des offres identiques, le respect de la préséance économique conduit à ce que RTE active l'offre 2 puis reconstitue les services système avec l'offre 3 (revenu d'ajustement complet 170*40 + 30*10 = 7100 €/h, alors que l'optimum économique serait une activation partielle de 200MW de l'offre 1 (revenu d'ajustement 200*37 = 7400 €/h).

De plus, le code balancing prévoit la mise en commun des offres d'ajustement entre GRT. Les offres d'équilibrage diminuant la participation aux services système en cas d'activation pourront être sollicitées par d'autres GRT. Le maintien de l'allocation actuelle des surcoûts services système conduirait à faire financer ces surcoûts par le système électrique français, pour un besoin d'équilibrage d'un système électrique étranger.

La majeure partie des acteurs de marché ayant répondu à l'appel à contributions partage ce diagnostic.

4.4 Proposition d'évolution de l'allocation des surcoûts services système

Une solution possible consiste, en cas d'activation d'une offre d'ajustement diminuant la participation aux services système, à renvoyer le surcoût associé au responsable de réserve devenu court en services système. L'acteur d'ajustement[22] devrait alors prendre en compte ce surcoût dans l'élaboration du prix de son offre d'ajustement. Cette proposition permet de résoudre les deux problématiques identifiées au paragraphe précédent : (i) les offres d'équilibrage induisant une diminution de fourniture de services système se verront interclassées avec les autres offres en intégrant les coûts complets pour le système électrique français (ii) et l'inclusion des coûts complets permet à ce qu'en cas d'activation par un autre GRT, le surcoût soit indirectement porté par le système électrique du GRT demandeur et non par le système électrique français. Cette déclinaison n'est partagée que par une partie des acteurs de marché s'étant exprimée dans le cadre de l'appel à contributions. Les acteurs de marché n'adhérant pas à cette déclinaison n'ont cependant pas proposé d'alternative.

Concrètement, il s'agit de créer une nouvelle catégorie d'indemnité pour les responsables de réserve. Le bilan de réserve sur lequel serait calculé cette indemnité se baserait sur le programme de marche[23]. Le montant de l'indemnité serait dimensionné de manière à renvoyer les surcoûts services système constatés aux responsables de réserve. A la fin de l'ordre d'ajustement, si le responsable de programmation optait pour ne pas retourner à son programme d'appel, celui-ci se verrait soumis au régime d'indemnité actuel, prévu par les règles services système en vigueur.

Les acteurs de marché, dans le cadre de la concertation et de l'appel à contribution, ont souligné que les montants des surcoûts services système au pas demi-horaire étaient difficilement prévisibles. Cette incertitude serait alors associée à une prime de risque intégrée dans la formation des prix des offres d'ajustement, ce qui pourrait être de nature à diminuer l'efficacité économique du mécanisme d'ajustement. C'est pourquoi, il est proposé que la valeur de l'indemnité soit identique pour tous les pas demi-horaire d'une année, de manière à mutualiser sur une année les fluctuations des surcoûts services système. RTE propose de définir le niveau ex-ante de l'indemnité en fonction du surcoût services système moyen sur les années 2005-2014 (soit environ 33 € par heure et par MW).

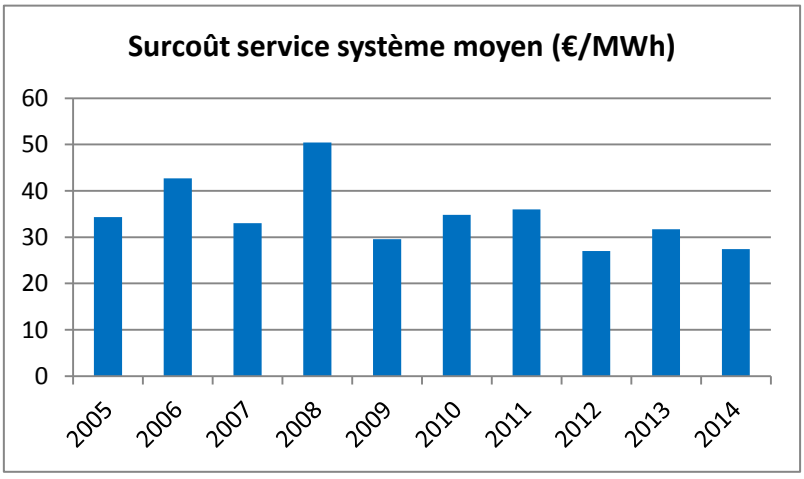


Figure 8:surcoût services système annuel moyen en €/MWh

[22] Dans le cas où le responsable de réserve et l'acteur d'ajustement d'un site de soutirage seraient distincts, le transfert des indemnités du responsable de réserve vers l'acteur d'ajustement pourra être assuré par le site.
[23] Excepté pour les ajustements pour cause reconstitution des services système

De manière à assurer la neutralité financière du dispositif, une régularisation annuelle ex-post sur la base des surcoûts services système constatées sera mise en place. De plus, un retour d'expérience sera réalisé après la première année de fonctionnement afin d'évaluer notamment les écarts entre les valeurs ex-ante et ex-post.

En conséquence, il est proposé que les surcoûts services système soient à la charge de RTE quelle que soit la tendance, le recouvrement de cette charge serait assuré par des vecteurs différents comme exposé ci-dessous :

- en cas de déficit de services système à la suite d'un ajustement pour motif autre que reconstitution des services système, ces surcoûts seraient alors financés par la nouvelle catégorie d'indemnités services système décrite précédemment ;
- en cas de déficit en services système lié à un programme d'appel de réserve insuffisant d'un acteur ou lié à un évènement fortuit sur la capacité de réglage de l'acteur, ces surcoûts seraient alors financés par les indemnités services système actuelles perçues par RTE ;
- enfin, en cas d'augmentation du besoin en services système, les surcoûts services système resteraient à la charge de RTE, en cohérence avec l'allocation actuelle des coûts de contractualisation des réserves primaire et secondaire.

RTE propose que cette modification intervienne au 1er janvier 2017, en cohérence avec l'entrée en vigueur la de TURPE 5 (le TURPE 4 a été élaboré avec une charge de 10 M€/an concernant les coûts de reconstitution des services système à la charge de RTE).

5. AUTRES EVOLUTIONS

Ce chapitre décrit d'autres évolutions contenues dans la proposition d'évolution des règles services système. Ce chapitre n'est cependant pas exhaustif, seules les modifications estimées majeures y sont décrites.

5.1 Introduction du gain dynamique

Les gains des entités de réserve intervenant dans la fourniture de réserve primaire sont déclarés de manière statique dans le périmètre de réserve du responsable de réserve. Ce caractère statique correspond au fait que le gain est un paramètre constructif d'un groupe de production. Un acteur de marché a souligné que ce caractère statique ne correspondait pas au fonctionnement des sites de soutirage, et représentait une contrainte dans la capacité à fournir de la réserve primaire par des sites de soutirage, dans le cas où le responsable de réserve voudrait ou devrait programmer son entité de réserve à une valeur intermédiaire.

Il est proposé d'offrir la possibilité aux responsables de réserve d'utiliser un gain dynamique : le gain de l'entité de réserve ne serait pas défini statiquement ex-ante, mais serait fonction de la valeur de réserve primaire au programme de marche (RP_{PM} en MW) : Gain (MW/Hz) = RP_{PM}/0.2. Le recours au gain dynamique serait optionnel pour le responsable de réserve. Le responsable de réserve devrait démontrer, lors de sa certification d'aptitude, sa capacité à mettre en œuvre ce gain dynamique. Cette possibilité serait permise à partir du 1er octobre 2016.

5.2 Suppression des guichets mensuels pour la modification de périmètres de réserve

Dans le cadre de la concertation, des acteurs de marché ont demandé à ce que la participation de nouvelles entités de réserve ne doive pas obligatoirement intervenir au premier jour de chaque mois. Il est proposé d'offrir plus de souplesse aux responsables de réserve en instaurant un processus continu pour la modification des périmètres des acteurs, indépendant des premiers jours du chaque mois. Le délai de traitement par RTE (et éventuellement des GRD) serait d'une durée fixe, en jours ouvrés. Cette modification interviendrait à l'entrée en vigueur des règles services système v3, soit le 1er janvier 2016.

5.3 Expérimentation relative aux EDR multi EDP

Les règles services système en vigueur prévoient qu'une entité de réserve de type injection doive être une entité de programmation (EDP) ou de prévision (EDPrev). Il n'est pas possible de constituer une entité de réserve à partir de plusieurs EPD ou EDPrev. De plus l'agrégation de plusieurs groupes de production au sein d'une EDP ou EDPrev n'est permise par les règles RE/MA que pour des groupes de production géographiquement proches. Ainsi la fourniture de services système par l'agrégation des capacités de plusieurs groupes de production géographiquement éloignées n'est pas permise par les règles services système actuelles. Les entités de réserve de type soutirage peuvent, quant à elles, regrouper plusieurs sites de soutirage, quelles que soient leurs localisations.

Un acteur de marché a demandé dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions que les entités de réserve de type injection puissent bénéficier d'une possibilité d'agrégation similaire à celle proposée pour les sites de soutirage. RTE propose d'expérimenter cette possibilité en permettant la création d'entités de réserve de type injection multi EDP (ou EDPrev). Les modalités de déclaration des programmes de réserve sur ce regroupement d'EDP (ou EDPrev) seraient alors convenues entre le responsable de réserve et RTE. Cette modification interviendrait à l'entrée en vigueur des règles services système v3, soit le 1er janvier 2016.

5.4 Expérimentation relative à l'observabilité statistique

Les règles services système en vigueur prévoient que chaque site de soutirage ou groupe de production doive être télémesuré. Un acteur de marché, a indiqué dans le cadre de la concertation et de l'appel à contributions que cette exigence était rédhibitoire pour la participation d'un grand nombre de « petits » sites. Cet acteur indique, en effet, que les coûts de transmission des informations toutes les 10s pour un grand nombre de site seraient importants et donc de nature à empêcher, de fait, la fourniture de services système à partir d'un grand nombre de « petits » sites. Cette problématique est intimement liée à l'ouverture de la participation aux sites de soutirage RPD. Cet acteur de marché a proposé qu'un concept d'observabilité statistique soit introduit dans les règles services système. L'observabilité statistique consiste à ce qu'uniquement un panel représentatif de sites soient télémesurés, et que le responsable de réserve extrapole les télémesures des autres sites.

Il est proposé d'expérimenter ce concept d'observabilité statistique à partir du 1er janvier 2016. Les modalités de cette expérimentation seraient les suivantes :

- les règles services système prévoiraient une formule déterminant le nombre minimum de sites devant constituer le panel de sites devant rester télémesurés ;
- les responsables de réserve devraient envoyer les mesures au pas 10s de tous les sites de l'entité de réserve en J+1 ; et
- les responsables devraient fournir à RTE une description de la méthode d'extrapolation employée.

5.5 Expérimentation relative à la sous-mesure

Les méthodes mises en œuvre pour l'estimation des performances des entités de réserve sont sensibles aux perturbations impactant les données utilisées. Plusieurs acteurs de marché ont demandé, dans le cadre de la concertation services système (et RE/MA) à ce qu'il soit possible de recourir à une sous-mesure pour permettre l'amélioration des estimations des performances aux services système. Les règles services système actuelles prévoient que la télémesure du site porte sur l'intégralité du site. Une sous-mesure quant à elle consiste à ne télémesurer qu'une partie du site. La principale difficulté associée au recours à la sous-mesure réside dans la capacité à déceler l'existence d'un phénomène de contre réglage, c'est-à-dire d'annulation, par la partie non télémesurée du site, du réglage fourni.

Il est proposé d'expérimenter le recours à la sous-mesure à partir du 1er janvier 2016. Des modalités précises y seront associées, de manière à garantir l'absence de contre réglage :

- le responsable de réserve devra démontrer à RTE la nécessité de recourir à la sous-mesure pour l'estimation des performances ;
- le dispositif de sous-mesure sera soumis aux mêmes exigences de précision que les installations de télémesure ;
- le responsable de réserve devra continuer de transmettre à RTE les mesures à la maille du site ;
- RTE devra être en mesure de constater l'absence de contre réglage à la maille du site ; et
- le responsable de réserve devra transmettre à RTE une description des usages du site de soutirage et du processus de régulation mis en œuvre pour la fourniture de services système, démontrant l'impossibilité que le contre réglage ait lieu.

5.6 Modification de la formule d'indemnité élémentaire pleine

L'indemnité élémentaire pleine actuelle permet d'éviter qu'un responsable de réserve disposant d'un groupe de production décide ne pas réserver de capacité à la hausse pour la fourniture de services système[24]. En effet la perte d'opportunité à fournir des services système à la hausse pour un producteur devant réserver une partie de sa capacité s'élève à la différence entre le prix de marché (prix spot) et son coût variable de production. Le dimensionnement de l'indemnité élémentaire pleine actuelle basée sur le prix spot permet ainsi d'éviter les situations d'arbitrage.

De manière similaire quand un groupe de production reste démarré bien que le prix de marché soit inférieur à son coût variable, le producteur fait face à une perte d'opportunité additionnelle s'il réserve de la capacité à la baisse sur son groupe de production[25]. Cette perte d'opportunité s'élève à la différence entre son coût variable et le prix de marché. Cependant, l'indemnité élémentaire pleine actuelle n'intègre le prix spot que dans les cas où il est positif. Il est proposé de modifier cette formule d'indemnité élémentaire pleine en intégrant un terme valeur absolue appliqué au prix spot. Cette modification permettra d'inciter les responsables de réserve à fournir des services système même en cas de prix de marché négatifs.

Par ailleurs, quand un responsable de réserve est court, RTE peut reconstituer les services système par l'intermédiaire du mécanisme d'ajustement. Cette activation présente un surcoût, comme exposé au chapitre 4.4. Il est proposé que l'indemnité élémentaire pleine soit supérieure ou égale à ce surcoût afin que les responsables de réserve subissent toujours a minima les coûts pour le système de leur défaillance.

Ces évolutions de la formule de l'indemnité élémentaire pleine interviendraient simultanément à la modification de l'allocation des surcoûts services système, soit le 1er janvier 2017.

[24] Fonctionnement à PComax, au lieu de PMD
[25] Fonctionnement à PComin au lieu de MT

5.7 Détermination des énergies de réglage en temps réel

Le code balancing prévoit que les GRTs mettent à disposition des responsables d'équilibre les informations nécessaires à l'équilibrage du système. Ainsi est il envisagé au niveau français, de publier l'énergie de réglage activée en France proche du temps réel, mais aussi de mettre à disposition de chaque responsable d'équilibre, dans le même délai, l'impact de l'activation des services système sur leur périmètre d'équilibre.

Par ailleurs, les travaux engagés dans le cadre de l'évolution des règles RE/MA, prévoient que l'énergie de réglage activée intervienne dans la détermination du prix de règlement des écarts, celui-ci devant être publié proche du temps réel pour les responsables d'équilibre.

Pour ces deux raisons, RTE envisage de calculer ces énergies de réglage, à la maille France, ainsi que pour chaque responsable d'équilibre proche du temps réel. Deux paramètres transmis par les responsables de réserve interviennent dans le calcul des énergies de réglage : (i) les delta i pour les entités de réserve composées de plusieurs groupes de production et (ii) les clefs de répartition de l'énergie de réglage pour les entités de réserve composées de plusieurs sites de soutirage. Il est demandé que ces informations soient transmises à RTE proche temps réel, afin que ces calculs puissent être réalisés, et leurs résultats publiés aux acteurs de marché. Ces nouveaux calculs, proche temps réel, interviendraient à partir du 1er octobre 2016.

5.8 Fin du régime expérimental pour la fourniture de réserve primaire à partir de sites de soutirage

En juin 2015, une cinquantaine de MW de réserve primaire sont fournis à partir de sites de soutirage raccordés au RPT. En décembre 2014, un retour d'expérience a été produit concernant la participation des sites de soutirage RPT à la réserve primaire. Celui-ci conclut notamment que les performances des sites de soutirage engagés à cette date sont satisfaisantes. A ce titre, il est proposé de pérenniser la participation des sites de soutirage RPT à la réserve primaire en mettant fin au régime expérimental, au profit d'une intégration complète dans les règles services système.

En revanche, l'expérimentation débutée en juillet 2014 n'a pas permis d'étudier la fourniture de réserve secondaire à partir de sites de soutirage. Ainsi est il proposé de conserver le régime expérimental pour la fourniture de réserve secondaire à partir de sites de soutirage.

5.9 Modifications de la section tension

Le projet de règles SSY v3 comporte trois modifications sur la section tension. Ces modifications, qui ont été discutées avec les acteurs lors du « GT services système tension » du 10 juin 2015, représentant des évolutions marginales par rapport aux discussions de fond ; engagées par ailleurs, pour revoir les règles de participation et de rémunération sur le réglage de la tension :

- modification concernant l'erreur de trainage pouvant être supérieure à 60s pour les installations raccordées avant 1999. La modification proposée figure aux articles 3.1.6.2.5 et 3.1.6.2.6. Ces modifications consistent à renvoyer vers l'annexe 5 pour les installations raccordées avant 1999 tel que cela est prévu à l'article 4.2.1 de la DTR détaillant les capacités constructives exigées pour le réglage de la tension. Le plafond pour l'erreur de trainage est fixé à 90 s pour ces groupes ;

- modification du délai d'accord pour RTE de la date prévisionnelle de mise en conformité définis aux articles 3.1.6.3.3.2, 3.1.6.3.3.3 et 3.3.1 : ce délai est allongé pour être égal à celui dont bénéficie le responsable de programmation pour notifier cette date et pour permettre à RTE de réaliser les études d'impact en tension ;
- mise en place d'une rémunération mensuelle (plutôt que trimestrielle) de la compensation synchrone, via une modification des articles 3.2.2 et 3.2.3.