Le réseau de transport d'électricité

Evolutions de la réserve d'aFRR

Appel à contributions

07 juin 2019

Version du 07/06/2019

1 Introduction 3
1.1 Cadre légal 3
1.2 Description des impacts de l'évolution du cadre réglementaire 4
1.2.1 Vers une activation selon la préséance économique 4
1.2.2 Vers un délai de mobilisation de 5min 4
1.2.3 Vers une acquisition des capacités différenciées Hausse / Baisse, fondée sur le marché « Primary Market Based » ? 5
1.2.4 Vers une nouvelle méthode de dimensionnement du besoin RTE d'aFRR 5
1.2.5 Vers l'ouverture pour de nouvelles capacités fournissant de l'aFRR 5
1.3 Objectif de l'appel à contributions 5
2 Besoins en réserve secondaire formulés par RTE 7
2.1 Dimensionnement en réserve secondaire 7
2.1.1 Constat sur le dimensionnement d'aFRR 7
2.1.2 Méthodologie de dimensionnement de la Policy LFCR 8
2.1.3 Modalités d'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement de l'aFRR 9
2.1.4 Calendrier proposé pour l'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement des réserves 9
3 Evolution du produit d'aFRR 10
3.1 Evolution vers un produit à DMO de 300s 10
3.2 Définition des produits 10
3.2.1 Vers une levée de la pente rapide 10
3.2.2 La re-certification : 11
3.3 Cohabitation de la contractualisation des produits 6'40 et 5' 12
3.4 Définition du pas de contractualisation 12
4 Methode d'allocation des volumes et types d'offres des acteurs 14
4.1 Allocation des offres 15
4.2 Algorithme d'allocation des offres 15
4.2.1 Définition des offres 15
4.2.2 Offres liées et offres blocs 16
4.2.3 Granularité de l'offre et divisibilité de l'offre 16
4.2.4 Exclusivité des offres 16
4.2.5 Offres liées à la hausse et à la baisse 17
4.3 Modalités de rémunération 17
4.3.1 Règlement des offres 17
4.4 Timing pour les modalités opérationnelles 18
5 Evolution vers une contractualisation supra nationale 20
6 Expérimentation pour le dimensionnement 21
6.1 Expérimentation 21
6.1.1 Objectifs 21
6.1.2 Méthode proposée 21
6.2 Mise en œuvre 22
6.2.1 Parrallel run 22
6.2.2 Go Live 23
6.3 Critères d'évaluation 23
7 Planning de mise en œuvre 25
8 Annexe 1 : Projet de Feuille de Route aFRR 26

1 INTRODUCTION

1.1 Cadre légal

L'article L 321-11 du Code de l'énergie prévoit que « Le gestionnaire du réseau public de transport veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. […] ».

Ainsi, dans le cadre fixé par le Code de l'énergie mais également par le règlement européen sur l'équilibrage du système électrique (EBGL), RTE contractualise la disponibilité de réserves pour les besoins du système électrique avec des acteurs de marché disposant de capacités de production.

Par la constitution des réserves dites secondaire et rapide, RTE doit notamment être en mesure de respecter les exigences établies par le règlement européen System Operation Guideline (SOGL) qui prévoit notamment les dispositions suivantes :

- après un aléa, le gestionnaire de réseau de transport doit être en mesure de rétablir la fréquence et les échanges aux bornes de sa zone de réglage en moins de 15 minutes (pour RTE, le périmètre concerné est la France continentale) ;

- le dimensionnement des réserves disponibles en moins de 15 minutes doit reposer sur l'évaluation d'un aléa dimensionnant (pour le système électrique français, l'aléa dimensionnant considéré est la perte du plus gros groupe de production qui peut être couplé au réseau, soit environ 1 500 MW) ;

- que la performance de l'équilibre offre – demande du bloc de réglage fréquence-puissance France (bloc RFP) reste sous les seuils de qualité de réglage définis par SOGL.

Pour respecter ces exigences, RTE contractualise avec des acteurs de marché la mise à disposition de de réserves disponibles en moins de 15 minutes. En complément, RTE constitue la réserve dite complémentaire qui lui permet de reconstituer, après l'occurrence d'un aléa, le réglage secondaire (500 MW) dans un délai de 30 minutes.

<u>Caractéristiques actuelles des capacités contractualisées</u>

Les contractualisations de capacités visent aujourd'hui à disposer de :

- 500 MW a minima de réserve secondaire (ou d'aFRR pour Automatic Frequency Restoration Reserve) mobilisables en moins de 6 min 40 (650 MW en moyenne) ;

- 1000 MW de réserve rapide (ou capacité de mFRR pour Manual Frequency Restoration Reserve) mobilisables en moins de 13 min, activable 2 fois par jour pendant 2 heures ;

- 500 MW de réserve complémentaire (ou capacité de Replacement Reserve) mobilisables en moins de 30 min, activable 2 fois par jour pendant 1h30.

La réservation des capacités d'aFRR est effectuée aujourd'hui via une prescription adressée aux acteurs obligés disposant de groupes de production aptes à la participation aux services système et rémunérée à un prix régulé (environ 19€/MW/h). Les capacités aptes ne recevant pas de prescription (sites de consommation, batteries…) ont la possibilité de valoriser des services système auprès des acteurs obligés via la mise en place d'un marché secondaire d'échanges de réserves entre acteurs de marché. L'activation se fait par asservissement au niveau N de téléréglage (RSFP) envoyé par RTE. Ainsi, toutes les capacités participant à la réserve secondaire réagissent à un unique signal adressé par RTE, sans critère économique d'interclassement.

1.2 Description des impacts de l'évolution du cadre réglementaire

Les nouveaux règlements européens notamment Electricity balancing guideline (EBGL) et le règlement Electricity issu du Clean energy package (CEP) vont amener à faire évoluer le produit d'aFRR, mais également les modalités de contractualisation pour assurer la disponibilité des réserves.

1.2.1 Vers une activation selon la préséance économique

L'activation de la réserve secondaire s'effectue aujourd'hui de manière uniforme avec un unique signal d'activation envoyé à toutes les capacités participant à la réserve secondaire : l'ensemble des capacités participant à la réserve secondaire sont activées simultanément, sans prise en compte du coût associé à l'énergie, au prorata du besoin. Les conditions de rémunération de l'énergie produite ou économisée sont régulées et définies dans les règles services système. A la cible, en cohérence avec la réglementation européenne, Il est prévu de permettre aux acteurs de marché d'associer un prix de l'énergie aux offres de réserve secondaire et d'activer celles-ci en tenant compte de la préséance économique. La prise en compte du prix des offres et de la préséance économique permet une meilleure optimisation économique du recours aux moyens engagés en réserve secondaire (lors d'une activation à la hausse, les moyens les moins chers sont sollicités en premier et lors d'une activation à la baisse les moyens les plus chers disponibles). Cette modalité a pour effet de réduire le temps de réponse global de la réserve secondaire en cas d'écart sur le système, seuls les moyens compétitifs réagissent à un instant donné, et non l'ensemble des moyens engagés comme c'est le cas avec une activation au prorata.

1.2.2 Vers un délai de mobilisation de 5min

Le produit d'aFRR devrait passer à une durée de mobilisation (DMO) de 300s au lieu de 400s pour le passage de 0 à sa valeur maximale (niveau à +1), en lien avec la proposition des GRT de l'ENTSO-E qui a été soumise aux régulateurs européens au titre de l'article 21 du code EBGL. [1]

Ainsi, et sous réserves de l'approbation de la proposition des GRT, à l'horizon décembre 2025, les produits partagés par l'intermédiaire de la future plateforme européenne d'échange de réserve secondaire (PICASSO) devront disposer d'un DMO inférieur ou égal à 300s Entre la mise en service de la plateforme, prévue en 2021, et cette échéance, les produits pourront être partagés sans exigence d'harmonisation du délai de mobilisation.

Le passage à un DMO de 300s, s'il est bénéfique pour la qualité de réglage, pourrait limiter les volumes disponibles en France et augmenter le coût de constitution des réserves. Pour pallier ce risque et suite aux échanges menés avec les producteurs dans le cadre de la concertation relative aux services système, RTE souhaite proposer d'étudier la levée de l'exigence de la pente rapide pour les capacités s'engageant sur un DMO de 300s et ce dès la connexion à la plateforme PICASSO.

En effet, dans des situations de forts écarts sur le système électrique français, RTE peut aujourd'hui demander aux producteurs des variations rapides (passage du niveau N de -1 à +1 en 133s). La levée de cette contrainte de pente rapide, seul élément imposé dans la caractérisation des capacités constructives sur le produit d'aFRR, permettrait notamment aux moyens de production hydraulique et

[1] All TSOs' proposal for the implementation framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation in accordance with article 21 of commission regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing, du 18 décembre 2017, en cours d'instruction par les régulateurs des états membres.

aux cycles combinés à gaz de fournir des volumes plus importants de services système. Avec un accès à des volumes supplémentaires à la mise en œuvre du projet PICASSO, RTE estime que le passage à un DMO de 300s, associé à une levée de la pente rapide serait acceptable et permettrait de ne pas dégrader la qualité de réglage par rapport à la situation actuelle (DMO de 400s et exigence de pente rapide pour la gestion des situations dégradées).

1.2.3 Vers une acquisition des capacités différenciées Hausse / Baisse, fondée sur le marché « Primary Market Based » ?

En application de l'article 32 du règlement EBGL, l'acquisition des capacités d'aFRR doit être effectuée de façon différenciée à la hausse et à la baisse, selon des modalités fondées sur le marché dites « market based ». Ce même article indique qu'une demande d'exemption peut être faite au régulateur national sous réserves de justification. Par ailleurs, le futur règlement Electricity issu du CEP est plus restrictif en précisant que l'acquisition doit se faire selon des modalités fondées sur un marché primaire par appel d'offres.

Si les modalités actuelles d'acquisition par l'intermédiaire d'un système de prescription auquel est adossé un marché secondaire dissymétrique étaient conformes au règlement EBGL, le CEP pose la question d'une évolution vers une contractualisation par appel d'offres. Cette évolution vers une contractualisation par appel d'offres ne peut s'envisager que dans la perspective de l'arrivée de nouveaux entrants dans le marché des réserves secondaires (participants de nouveaux actifs situés en France ou ouverture à la participation de capacités situées à l'étranger), celui-ci demeurant aujourd'hui extrêmement concentré.

1.2.4 Vers une nouvelle méthode de dimensionnement du besoin RTE d'aFRR

Par ailleurs et du fait des nouvelles exigences concernant la qualité de réglage imposées par le règlement SOGL, RTE effectue un retour d'expérience sur le dimensionnement de l'aFRR. Ce dernier pourrait conduire à revoir certains éléments du dimensionnement des volumes de réserves constituées à la hausse et à la baisse. Par exemple, RTE pourrait souhaiter contractualiser des volumes différents à la hausse et à la baisse, ou des volumes plus différenciés selon les plages horaires d'une même journée.

1.2.5 Vers l'ouverture pour de nouvelles capacités fournissant de l'aFRR

De nombreuses technologies peuvent aujourd'hui participer au marché des services système ; les règles en vigueur ont notamment permis la participation de sites de soutirage ou de batteries. Il convient cependant de clarifier dans les règles, suite à des retours d'expériences, les exigences techniques nécessaires à la participation à des moyens pilotés de façon centralisée.

1.3 Objectif de l'appel à contributions

Par cet appel à contributions, RTE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les éléments présentés en 2019 dans le cadre de la Commission accès au marché et du GT services système. Suite aux résultats de cet appel à contributions, RTE proposera un. RTE concertera ensuite ces sujets en GT services système avant de lancer la consultation formelle du jeu de règles SSYf sur le modèle cible que RTE proposera à la Commission de régulation de l'énergie

Le présent appel à contributions vise donc à approfondir la réflexion sur l'architecture cible des modalités futures de la constitution de la réserve secondaire notamment sur les volumes à contractualiser, la définition des produits et des offres.

Le périmètre de cet appel n'inclut pas le traitement des défaillances et les pénalités (programmation, livraison, conformité du produit, mise en conformité réglementaire, back up de la contractualisation), qui seront traités par la suite dans le cadre des GT services système.

Ces éléments et les questions associées sont détaillés dans la suite du document.

Avertissement : RTE souhaite recueillir les avis des parties prenantes sur un certain nombre de questions. Certaines questions sont encore, en l'état actuel, prospectives. La mise en œuvre de certaines architectures est susceptible d'avoir des impacts significatifs en termes opérationnels, financiers, de système d'information et nécessiteront dès lors une étude d'impact plus détaillée. Cet appel à contributions n'engage donc pas RTE sur la faisabilité de l'ensemble des options présentées dans ce document.

2 BESOINS EN RESERVE SECONDAIRE FORMULES PAR RTE

2.1 Dimensionnement en réserve secondaire

2.1.1 Constat sur le dimensionnement d'aFRR

La réserve secondaire vise à ramener en permanence à 0 l'écart de réglage mesuré du système électrique (écart entre les flux théoriques sur les interconnexions et les flux mesurés) conformément au règlement SOGL[2].

La méthode de dimensionnement de l'aFRR de RTE repose historiquement sur un calcul effectué en J-1, se basant sur le gradient de variation de la demande au pas demi horaire ou sur la valeur de la demande.

Cette méthodologie de dimensionnement aboutit à une prescription d'aFRR relativement plate (peu de variations au cours de la journée, hors « pics » liés aux gradients de consommation) et les valeurs maximales de prescription d'aFRR ne correspondent pas aux périodes où l'écart de réglage (ACE [3]) du système français est le plus dégradé.

Par ailleurs, les futures plateformes d'échange d'énergie d'équilibrage risquent de créer de nouveaux écarts de réglage dans la mesure où les produits d'équilibrage vont être échangés entre GRT dans la fenêtre opérationnelle de ceux-ci, avec des écarts potentiels entre les flux théoriques programmés sur les interconnexions et les puissances physiquement livrées sur le réseau (ex : des capacités d'ajustement peuvent être activées en France pour les besoins d'un autre GRT, l'énergie associée sera donc livrée à l'étranger. Tout écart entre le produit standard et la livraison physique générera des écarts sur le système France).

En effet, dans le cadre des projets TERRE et MARI un produit d'activation standard transfrontalier a été défini. Ce produit livré à la frontière respecte un profil de pente sur 10min (la variation démarrant 5 min avant le pas de temps et se terminant 5 min après). Ce profil de variation est en cohérence avec tout programme d'échange commercial pris en compte pour le calcul du besoin d'activation en réglage secondaire.

Il y a un risque que les moyens d'équilibrage compatibles TERRE ou MARI ne puissent pas physiquement respecter les profils de livraison théorique défini (avec la pente de variation sur 10 min -5min/+5min autour du pas de temps), occasionnant à chaque activation pour l'étranger un écart de réglage supplémentaire induit dans le bloc de la zone de réglage de la France.

Ce déséquilibre induit n'est pas prévisible avec la méthode de dimensionnement actuelle, rendant la méthode actuelle peu robuste aux changements à venir sur la qualité du réglage français. Par ailleurs, des critères seuil de qualité de réglage sont définis pour la France par le règlement SOGL, critères que RTE doit être en mesure de respecter.

[2] Art 143 -Processus de restauration de la fréquence

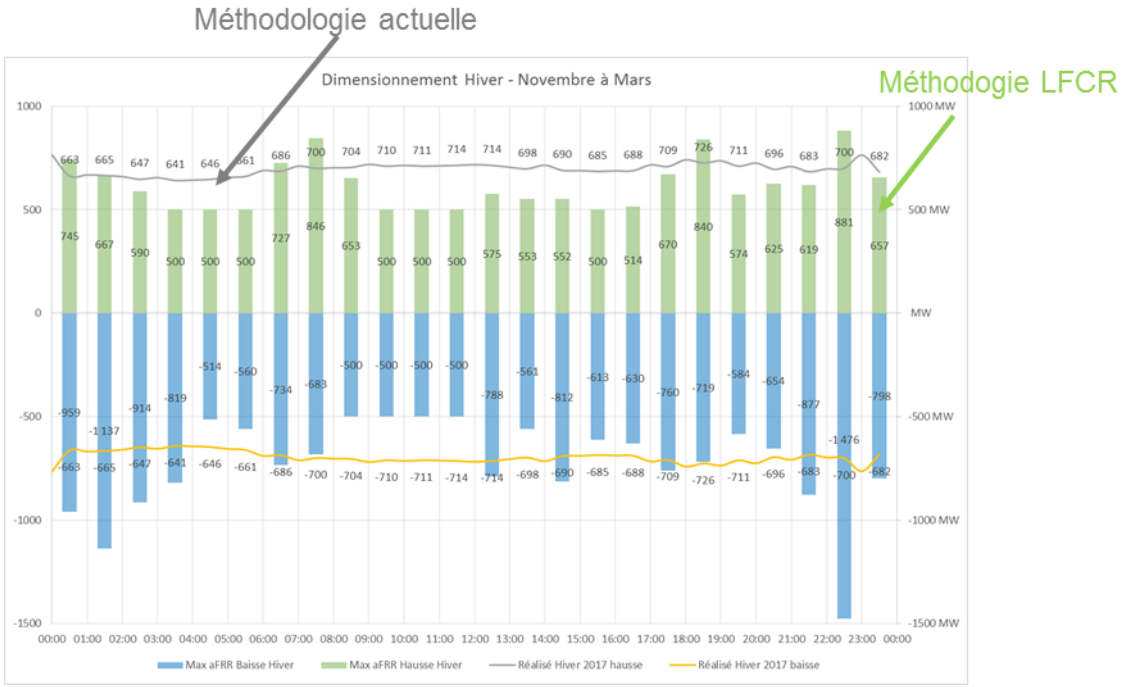
[3] ACE = « area control error » ou « écart de réglage de zone », selon la définition (19) à l'article 3 de SOGL

2.1.2 Méthodologie de dimensionnement de la Policy LFCR

Une méthodologie décrite dans la Policy LFCR [4] de l'accord de zone synchrone Europe continentale permettrait de mieux corréler les périodes de variation de l'ACE et la prescription d'aFRR, tout en permettant de prendre en compte l'impact des changements potentiels de la qualité de réglage, qui pourrait survenir du fait des plateformes de balancing.

En effet, la méthodologie de la Policy LFCR est basée sur des statistiques de déséquilibre réalisé et prend en compte l'écart de réglage en « Boucle ouverte » observé en l'absence d'activation d'aFRR. L'objectif de cette méthode est de couvrir à minima 99 % des variations rapides d'ACE par de l'aFRR.

Une pré-étude, présentée ci-dessous montre un exemple d'application de cette méthodologie, sur 5 mois consécutifs d'hiver 2018 dans une optique de détermination d'un besoin d'aFRR dissymétrique défini au pas horaire.



Dans cet exemple d'application, la prescription moyenne n'est pas forcement en moyenne supérieure à l'actuelle avec une différence entre hausse et baisse.

D'un autre côté, malgré un volume global en France supérieur au besoin, les volumes disponibles peuvent ne pas être suffisants à certaines périodes, notamment dans les périodes de nuit et à la baisse pour couvrir le besoin réel du système.

[4] Méthodologie en lien avec l'accord de zone synchrone Europe Continentale établi conformément à l'article 118 du Règlement SOGL (page 35 : https://docstore.entsoe.eu/Documents/nc-tasks/SOGL/SOGL_A118.1_180808_CE%20SAOA%20part%20B_final_180914.pdf)

2.1.3 Modalités d'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement de l'aFRR

En application de l'article 118 du règlement SOGL, la méthodologie de dimensionnement de l'aFRR est décrite dans l'accord de bloc RFP approuvée par la CRE après saisine par RTE. Avant de proposer une modification, RTE doit recueillir l'avis des acteurs de marché dans le cadre d'une consultation formelle.

2.1.4 Calendrier proposé pour l'adoption d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement des réserves

L'objectif proposé est donc de viser l'approbation d'une nouvelle méthodologie de dimensionnement des réserves pour le premier trimestre 2021. Pour cela, RTE propose de commencer les concertations avec les acteurs et la CRE à partir du second trimestre 2019. Et enfin, il est donc nécessaire de démarrer l'étude de la refonte de la méthodologie de dimensionnement des réserves en interne RTE dès cette année 2019.

Cette méthodologie devra intégrer des éléments de réflexions sur l'appel d'offres capacitaire d'aFRR cible pour être cohérent avec les produits de capacité d'aFRR à mettre en œuvre pour répondre au besoin de dimensionnement de la nouvelle méthodologie.

Dans l'optique de ne pas attendre l'horizon 2021 pour la mise en œuvre d'une nouvelle méthode de dimensionnement de l'aFRR, se pose la question de réaliser une étape intermédiaire, sous forme d'expérimentation (voir paragraphe 6 du présent document).

Questions

Q1. Cette démarche pour établir une nouvelle méthode de dimensionnement vous parait-elle acceptable ?

Q2. Le planning proposé sur la concertation du nouveau dimensionnement vous parait-il acceptable ?

3 EVOLUTION DU PRODUIT D'AFRR

3.1 Evolution vers un produit à DMO de 300s

Sous réserves d'approbation par les régulateurs, la cible européenne pour le produit standard d'aFRR est de disposer de capacités mobilisables dans un délai de 300s (il est de 400s aujourd'hui en France). RTE est favorable à cette harmonisation dans la mesure où elle permet de maintenir la qualité de réglage au regard des critères d'exploitation du système électrique définis par le règlement SOGL et dans la perspective de l'activation de réserves en préséance économique.

Cependant, sans évolution du produit d'aFRR et sur la base des hypothèses communiquées par les acteurs de marché, RTE a estimé que le passage de 400s à 300s pourrait entrainer une augmentation de 20M€/an des coûts économiques associés à la contractualisation d'aFRR.

RTE souhaite envisager de lever la contrainte de pente rapide pour les moyens s'engageant sur un DMO de 300s pour pallier cette hausse des couts de contractualisation. La pente rapide est un levier pour la sûreté, utilisé de manière exceptionnelle pour résorber les aléas importants en temps réel. Aussi RTE n'envisage la levée de la pente rapide que :

- dans la perspective de la connexion à la future plateforme PICASSO d'échange d'aFRR, prévue en 2021 ;
- pour les capacités certifiées avec un DMO de 300s et les volumes de réserve programmés pouvant être mobilisés en respectant le délai de 300s.

3.2 Définition des produits

3.2.1 Vers une levée de la pente rapide

La levée de la pente rapide sans un produit en DMO de 300s présente un risque pour le système électrique, et pourrait amener à une augmentation des volumes.

Une levée de la pente rapide pour les unités passant en FAT 5 min dès 2021 pourrait conduire à ne pas redimensionner à la hausse le besoin. On peut envisager le passage en FAT 5 min de certaines unités pouvant dégager plus de volumes sans cette contrainte de pente rapide et laisser d'autre moyens avec leur DMO actuels avec pente d'urgence. Sans passage en FAT 5 min et en l'absence de la pente rapide, RTE estime qu'il faudrait augmenter les volumes d'aFRR.

L'exigence de pente rapide est mentionnée dans l'arrêté du 23 avril 2008 [5]précisant les obligations des nouvelles entités se raccordant, notamment en matière de réserve secondaire. Les capacités existantes étant déjà aptes, RTE estime qu'il n'y a pas de matières à modifier les obligations des capacités constructives en l'état ; surtout pendant la phase de cohabitation des produits 5min et 6min40.

Par contre, il faudra certifier les nouveaux volumes disponibles sous DMO 5 min, sans pente rapide. RTE envisage de différencier ainsi les obligations de raccordement et les règles marché. Ainsi, les

[5] https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000018697930

moyens pourraient faire les 2.5%PN en 133s, mais pourront également programmer un volume supérieur, qualifié par RTE, en DMO 5 min.

RTE prévoit qu'il pourrait y avoir une période transitoire, où cohabiteront des capacités en DMO 5 min sans pente rapide et des capacités en DMO 6min 40 sec avec pente rapide, avec une activation au pro rata. Le risque pour les acteurs serait alors dans le cas d'une capacité d'un volume en DMO 5 min supérieur au volume de 2.5% Puissance Nominale, activée au pro rata selon les modalités actuelles, de pouvoir être activé en pente rapide. Le risque pour RTE serait de ne pas avoir la réserve secondaire selon la dynamique attendue lors de ces situations exceptionnelles.

RTE souhaite ne plus avoir de cohabitation de produits 6 min 40 sec et 5 min en décembre 2025, toutes les capacités devant passer en 5 min en ligne avec la proposition européenne.

Le nouvel arrêté suite à la déclinaison du code RFG qui se substituera à l'arrêté de 2008 pour les capacités constructives renverra les caractéristiques de la réserve secondaire à la DTR [6] de RTE. Cette DTR, qui est également concertée, mentionnera la possibilité d'avoir les deux produits d'aFRR et demande le maintien des exigences relatives à la pente rapide lors de la construction de nouvelles capacités (si elles sont éligibles aux critères du futur arrêté).

Questions

Q3. Dans le cas d'une phase transitoire, pensez-vous que cela pourrait être acceptable de programmer vos capacités en DMO 300s en pro rata ? De ne pas suivre la pente d'urgence si elle arrivait ?

Q4. Est-ce acceptable pour vous d'avoir la cohabitation des produits 300s et 400s pendant une phase transitoire, avant la mise en place du merit order en France ?

Q5. Est-ce acceptable pour vous d'avoir la cohabitation des produits 300 s et 400 s pendant une phase transitoire, après la mise en place du merit order en France et avant la connexion à la plateforme Picasso ?

Q6. Est-ce acceptable pour vous d'avoir la cohabitation des produits 5 min et 6 min 40 sec après la mise en place du merit order en France et après la connexion à la plateforme Picasso, jusque 2025 ?

Q7. En lien avec le code de l'énergie L. 321-11, RTE envisage de confirmer dans les règles SSYf, l'obligation d'offrir les volumes maximaux certifiés en 5 min à l'ajustement, pensez-vous que cela soit un frein à la proposition de volumes supplémentaires ?

3.2.2 La re-certification :

RTE souhaitant avoir des capacités 5min au démarrage de l'activation au merit order de l'aFRR, RTE souhaite anticiper dès 2020 les re-certifications en DMO 5 min de toutes les entités.

RTE propose notamment d'introduire la possibilité de certifier des DMO plus rapides que 5 minutes. Au vu du design en cours de discussion sur les offres d'aFRR, la rampe associée peut être déclarée dans l'offre par le responsable de réserve.

La nouvelle certification de ces entités pourra se faire sur un critère de test en réel ou lors des tests de contrôles périodiques. Les modalités devront être instruites à partir de mi 2019 pour plus de visibilité de RTE et des parties prenantes sur la charge associée. Cette instruction se fera en GT SSYf.

[6] Documentation Technique de Référence

Questions

Q8. Est-ce que ce timing est acceptable ?

Q9. Avez-vous des propositions pour faciliter les re-certifications des moyens en DMO 5 min et est-ce que cela engendre des contraintes techniques supplémentaires ?

Q10. Au vu de futures modalités de paiement de règlement de l'énergie de l'aFRR à l'occasion des évolutions en lien avec le projet PICASSO, pensez-vous proposer des volumes atteignables plus rapidement qu'en 5 min ?

Pour la certification en dissymétrique, le volume offert pourrait être supérieur au volume en symétrique, mais il nécessiterait de garantir un fonctionnement dans les plages de fonctionnement de l'entité.

Le passage d'une certification symétrique à dissymétrique pourrait être par défaut dans le cas où RTE enverrait le signal de Niveau N individualisé aux entités de réserve qui ne comportent qu'un seul site de soutirage dans l'EDR.

Dans le cas de plusieurs moyens de fourniture fonctionnant sur un même site, RTE souhaitera s'assurer qu'il n'y a pas de risque que les niveaux puissent se perturber entre eux.

Dans le cas d'aFRR réalisée à partir de moyen piloté de façon centralisé, RTE souhaitera re-certifier les entités.

Questions

Q11. Au vu du timing, pensez-vous réaliste de re-certifier les volumes en DMO 5 min et de certifier le fonctionnement en dissymétrique ?

3.3 Cohabitation de la contractualisation des produits 6'40 et 5'

Il y aura une période transitoire où des volumes de produit d'aFRR en DMO 5 min sans pente rapide et des produits en DMO 6 min 40 sec avec pente rapide, pourraient cohabiter jusque fin 2025.

RTE propose que la contractualisation des réserves se fasse indifféremment de la vitesse des produits pendant la période de cohabitation.

Questions

Q12. Est-ce que cette proposition est acceptable pour vous ?

3.4 Définition du pas de contractualisation

Quel que soit le mode de contractualisation (appel d'offres ou prescription), il faudra définir un pas de la contractualisation, qui peut être différent du pas de programmation.
Les différentes solutions peuvent être : 30 min, 1h, 2h, 4h… voire une journée (24h).

Ce point fera l'objet d'une consultation au niveau ENTSO-E pour la proposition « Produits standard de capacité » en lien avec l'article 25 du code EBGL. RTE propose de prendre en compte également ces réponses en lien avec cet appel à contributions.

Suite à l'expérimentation de ces besoins et suite à des études d'impacts sur le pas de contractualisation, RTE évaluera également la cohérence avec les produits de granularité 4h de la FCR qui seront contractualisés à mi 2020.

Questions

Q13. Quel pas de contractualisation vous parait pertinent ?

4 METHODE D'ALLOCATION DES VOLUMES ET TYPES D'OFFRES DES ACTEURS

Aujourd'hui, RTE contractualise les réserves par un système de prescription. Les obligations de réserves sont émises au prorata de la prévision de production des groupes de production aptes. Le mode de contractualisation pourrait être amené à évoluer. A ce stade, RTE identifie 4 options envisageables :

Option 1 : Statu Quo
Il peut y avoir un statu quo sur la méthode de prescription actuelle à prix fixé, symétrique, avec la sollicitation du marché secondaire pour la valorisation des MW supplémentaires certifiés avec la levée de la pente rapide. Cela pourra éventuellement nécessiter un recalcul du prix forfaitaire de la capacité (actuellement proche de 19€/MW/h). Avec un accord du régulateur (demande de dérogation à l'art 5.5 du CEP et Art 32 d'EBGL), cela serait possible.

Option 2 : Nouvelle modalité de calcul de la prescription
Les volumes continuent à être prescrits, mais basés sur leur part de volume certifié (volumes différents des volumes obligatoires en lien avec les capacités constructives, éventuellement asymétriques) au regard des capacités françaises, et en fonction de leur prévision de production, vu du J-1, à un prix régulé. Comme l'option 1, une demande de dérogation à la CRE, consultée préalablement auprès des acteurs, devra être nécessaire.

Option 3 : Appel d'offres à la maille France
Les volumes, issus des besoins de RTE, sont contractualisés par un appel d'offres de capacité, proche du temps réel, pour des produits (5 min ou 6 min 40 sec ou les 2), sur des périodes à définir, avec un besoin symétrique ou dissymétrique, à un prix déterminé (marginal ou au prix de l'offre). Les acteurs doivent alors déposer des offres à RTE via une interface, et un algorithme devra choisir les meilleures offres.

Option 4 : Appel d'offres transfrontalier
Cette option est similaire à l'option 3 avec un partage de la contractualisation avec des GRT voisins (type FCR Cooperation) selon les possibilités offertes par l'article 40 du code EBGL, en fonction des propositions en cours de discussions dans la project Team ENTSO-E CBCA Cross Border Capacity Allocation. Cette option nécessitant de revoir les méthodes d'allocations des capacités aux frontières et demandant une coordination de plusieurs GRT, il n'est pas réaliste d'envisager une telle solution à l'échéance 2021.

Questions

Q14. Au regard de la répartition des capacités par acteur, quelle option vous semble préférable ? Quelle option vous semble acceptable a minima ?

Q15. Dans le cas où les projets de passage au merit order et d'évolution de la contractualisation ne seraient pas synchronisés, pensez-vous qu'il soit acceptable pour une période transitoire (Maximum 1 an), d'avoir une contractualisation par la prescription actuelle et une activation au merit order (sur des volumes en 300s ou 400s) ?

4.1 Allocation des offres

Dans les cas de choix des options 3 ou 4, les acteurs devront pouvoir déposer leurs offres de capacités. Une interface « Front SI » devra pouvoir récupérer ces offres en mode nominal et dégradé, et pouvoir gérer les cas des différentes options (France seule ou France avec d'autres GRT).
Le front pourra être commun aux autres contractualisations de RTE en particulier celles de RR/RC mais possiblement celle de la FCR.
Une fois les offres déposées, une méthode de choix des offres et du prix associé doit être établie.
Le choix se ferait par un algorithme permettant de prendre en compte les différentes offres des acteurs selon les besoins de RTE (offres liées entre elles, sur un même pas de contractualisation, ou au sein du de deux pas de contractualisation, offres indivisibles ou non, conditionnelles ou non).

4.2 Algorithme d'allocation des offres

La sélection des offres viserait à minimiser le coût de contractualisation avec pour contrainte de satisfaire le volume que RTE doit couvrir, pour chaque période unitaire.

Pour chaque période temporaire, il n'est pas exclu de retenir davantage d'offres que le volume minimum de RTE pour permettre de couvrir le strict besoin de RTE. Ainsi, il pourrait être possible pour minimiser le coût global, d'augmenter volontairement le niveau contractualisé sur une période temporelle.

RTE fera un appel d'offre dissocié hausse et baisse et attendra des offres à la hausse et des offres à la baisse.

L'algorithme d'allocation tournerait simultanément pour la sélection des offres à la hausse et à la baisse. La solution conduirait à ce que certaines offres puissent être paradoxalement rejetées.

Les offres paradoxalement rejetées apparaissent notamment du fait de la possibilité de formuler des offres blocs indivisibles.

4.2.1 Définition des offres

RTE envisage :

- D'avoir des offres divisibles ou indivisibles ;
- Propose un seuil de soumission à 1MW ;
- Propose un volume maximum pour les offres indivisibles de 80 MW.

Deux approches sont envisageables lorsqu'il s'agit de définir les offres :

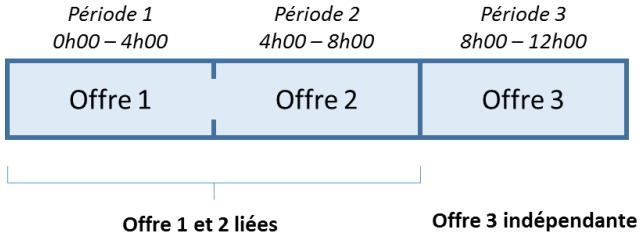
- S'assurer de la simplicité du processus, ce qui permet d'avoir un algorithme d'allocation simple et permet de rendre facilement complètement transparent les résultats de l'appel d'offres ;
- Donner de la flexibilité pour l'acteur, en permettant à l'acteur de jouer sur de nombreux paramètres lors de la soumission de son offre. Cette approche a néanmoins l'inconvénient de complexifier sensiblement l'algorithme d'allocation des offres et rend parfois difficilement compréhensible les résultats de l'appel d'offres.

RTE encourage les acteurs à bien avoir ces 2 approches à l'esprit lors de la formulation de leurs propositions concernant la définition des offres.

4.2.2 Offres liées et offres blocs

Dans la mesure où il existerait plusieurs périodes d'engagement au sein d'une même journée, il peut être envisageable de prévoir la possibilité de lier les offres ou de prévoir la possibilité de déposer des offres liées sur différentes périodes d'engagement.

Exemple :



Dans l'exemple ci-dessus, en liant l'offre 1 et l'offre 2, l'acteur s'assurerait que soit les deux offres 1 et 2 sont simultanément retenues, soit aucune des 2.

Dans le cas où il y aurait plusieurs périodes d'engagement par jour, RTE préconiserait de s'aligner sur les modalités de la contractualisation de FCR qui sera mise en place à compter du 1er juillet 2020 qui ne permet pas de faire des offres liées sur différentes périodes d'engagement, ni d'offres bloc sur l'ensemble de la journée**.**

4.2.3 Granularité de l'offre et divisibilité de l'offre

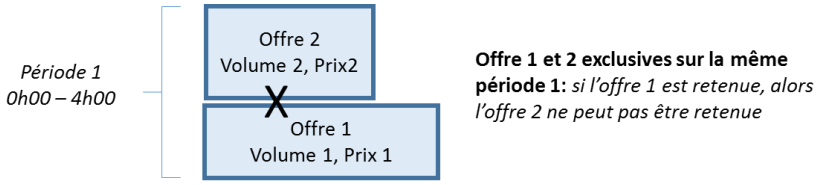
Ne pas permettre d'avoir des offres indivisibles fait peser un risque pour l'acteur d'être retenu pour un volume très faible, ce qui est susceptible de se traduire par une prime de risque dans le prix d'offre proposé. Cela simplifie néanmoins l'algorithme d'allocation des offres et facilite la compréhension des résultats de l'appel d'offres.

Avoir des offres indivisibles permet également de faciliter la participation de plus petits acteurs qui n'ont pas forcément un portefeuille de capacités leur permettant un découpage au MW près.

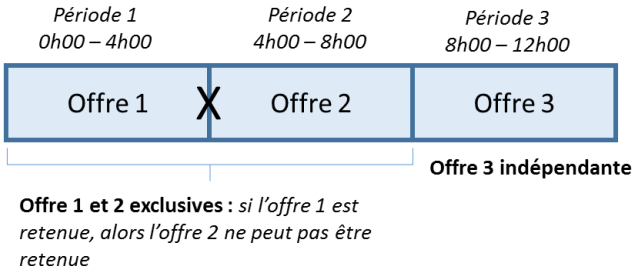
4.2.4 Exclusivité des offres

On peut distinguer l'exclusivité entre deux offres sur un même pas de temps (cas 1) et l'exclusivité entre deux offres sur des pas de temps différents (cas 2).

Cas 1 : Exclusivité de 2 offres sur un même pas de temps



Cas 2 : Exclusivité de 2 offres sur des pas de temps différents



Permettre la formulation d'offres exclusives donne de la flexibilité aux acteurs et leur permet de prendre en compte les contraintes techniques propres à chaque capacité. Néanmoins, comme précédemment, cela complexifie l'algorithme d'allocation des offres et diminue la transparence des résultats de l'appel d'offres.

Par souci de simplification et dans le but de s'aligner avec les modalités de la contractualisation de la FCR, RTE propose de ne pas laisser la possibilité de formuler des offres exclusives.

4.2.5 Offres liées à la hausse et à la baisse

Le temps de faire évoluer les certifications dissymétriques des entités actuellement certifiées, et pour simplifier la participation des entités actuelles, RTE propose d'étudier la faisabilité de lier les offres reçues à la baisse et à la hausse.

Questions

Q16. Concernant les offres « simples », êtes-vous favorables aux propositions (offre minimum de 1MW avec une granularité de 1MW) ?

Q17. Seriez-vous favorable à limiter les offres liées (par exemple pas de liens entre 2 pas de temps mais des liens au sein d'un même pas de temps seraient possibles) ou les offres exclusives dans un premier temps ?

Q18. Sous réserve de faisabilité technique, seriez-vous favorables avec ces offres bloc tels que proposées ?

4.3 Modalités de rémunération

4.3.1 Règlement des offres

En l'état, le règlement électricité prévoit que le prix marginal soit la méthode de règlement des offres à privilégier pour la rémunération de l'énergie d'équilibrage[7] mais ne dit rien sur la contractualisation de capacités d'équilibrage.

Depuis 2016, le prix de règlement de l'appel d'offres RR/RC se fait sur chaque pas temporel en rémunération au prix marginal (« pay-as-cleared »). Dans le cas de l'appel d'offres annuel, le passage en pay-as-cleared a sensiblement fait baisser le prix de contractualisation des réserves rapide et complémentaire par rapport à une rémunération au prix d'offre (« pay-as-bid »).

[7] Cette obligation devrait concerner aussi bien les produits standards que les produits spécifiques. Toute autre méthode devra faire l'objet d'une approbation par l'ensemble des autorités nationales de régulation compétentes sur la base d'une proposition commune et motivée de l'ensemble des GRT.

En Juillet 2019, le prix de règlement de la capacité de FCR passera d'une rémunération de pay-as-bid en pay-as-cleared.

RTE estime qu'à la cible et en cohérence avec les autres produits contractualisés, il est opportun de rémunérer les offres avec la méthode du pay-as-cleared.

En théorie, dans un marché efficace, à produit offert identique, les 2 méthodes sont strictement équivalentes. Ces 2 méthodes se distinguent par une stratégie d'offre différente : dans le cas de la rémunération au prix marginal, il est considéré que les acteurs ont intérêt à offrir à leur coût marginal de production et le prix marginal sera déterminé par le dernier appelé, garantissant une rente infra-marginale aux acteurs dont les coûts marginaux sont inférieurs à ceux du dernier appelé. Dans le cas de la rémunération au prix d'offre, les acteurs vont chercher à anticiper le prix du dernier appelé afin de bénéficier d'un supplément de rémunération équivalent à la rente infra-marginale.

Au vu du marché actuel, RTE propose 2 étapes pour la rémunération des offres :

- Une première étape en « pay as bid » ;
- Une deuxième étape en « pay-as-cleared » une fois la certification de 200 MW de nouvelles capacités.

Questions

Q19. Au vu du marché actuel, et malgré l'expérience des enchères FCR qui favorisent les acteurs pouvant réaliser des prévisions de prix, serait-ilacceptable pour vous de commencer dans un mécanisme de type Pay-as-bid ?

Q20. Serait-il acceptable pour vous de passer ensuite au pay-as-cleared, une fois de nouvelles capacités installées (avec 200MW de plus) ?

Q21. Pensez-vous qu'ils faillent commencer directement en pay-as-cleared ?

4.4 Timing pour les modalités opérationnelles

Le règlement électricité impose une contractualisation au plus tard en J-1 pour un engagement en J d'une durée maximale de 24h.

RTE estime que la contractualisation des produits en J-1 pour J doit se faire chronologiquement par niveau d'exigence.

Comme déjà indiqué dans l'appel à contribution RR/RC, les produits les plus exigeants sont théoriquement plus chers et leur marché est par définition moins liquide. La fermeture du guichet (« gate closure time » ou GCT) d'une enchère capacitaire pour un produit de type réserve rapide après la GCT d'une enchère capacitaire de type réserve primaire ou secondaire permet théoriquement de maximiser les volumes offerts à la réserve primaire ou secondaire et permet d'offrir ce qui n'a pas été retenu en réserve primaire ou secondaire à la réserve rapide. De la même façon, la contractualisation avant la fermeture des marchés day-ahead permet à RTE de s'assurer qu'il a assez d'offres disponibles pour ses besoins de réserves rapide et complémentaire.

A l'instar du choix qui a été fait par d'autres pays européens, RTE considère que la contractualisation de produits de réserve primaire (FCR) et de réserve secondaire (aFRR) doit ainsi avoir lieu avant la contractualisation de produits de type réserve rapide et complémentaire mais doit avoir lieu en amont de l'heure de fermeture (« gate closure time ou GCT) de l'enchère des marchés day-ahead, fixée à 12h.

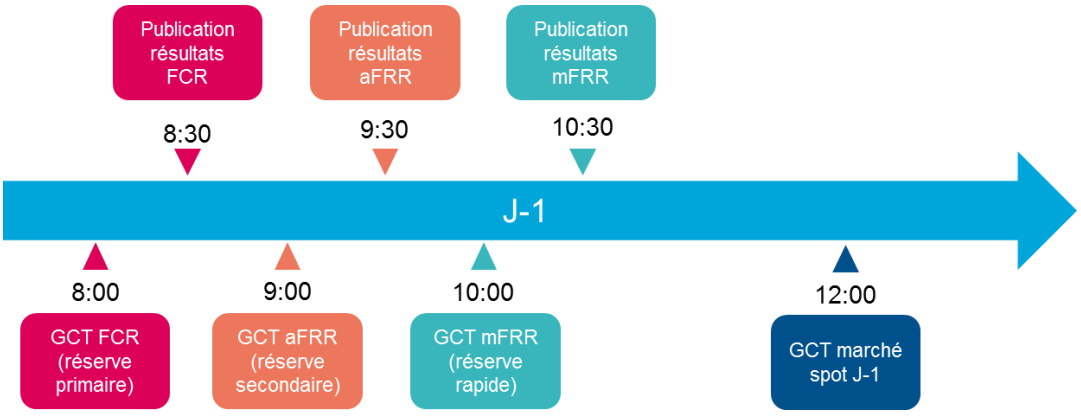
A compter du 1er juillet 2020, dans le cadre du projet porté par la FCR cooperation (impliquant les pays suivants : Allemagne, Autriche, Suisse, Belgique, Pays-Bas, Danemark, France), la réserve primaire sera contractualisée sous forme d'appel d'offres journalier en J-1 pour J. L'enchère se déroulera tous les jours de la semaine, y compris les jours de weekend et les jours fériés et il est prévu une heure de fermeture de l'enchère à 8h en J-1 et la publication des résultats à 8h30 en J-1.

Cela laisserait donc comme plage possible pour la fermeture de l'enchère journalière des réserves secondaires et la publication des résultats, une période comprise entre 8h30 et 12h.

Par ailleurs, certains pays européens ont également déjà opté ou ont prévu d'opter pour une enchère journalière en J-1 pour les produits de type réserve secondaire dont l'heure de fermeture est prévue à 9h pour une publication des résultats à 9h30. Concernant les produits de type mFRR, certains pays comme la Belgique et l'Allemagne disposent déjà ou disposeront à l'horizon 2020 d'une enchère journalière. L'Allemagne et la Belgique ont par exemple choisi une heure de fermeture de l'enchère à 10h et une publication des résultats à 10h30.

Dans un souci d'harmonisation avec nos proches voisins européens, et afin de faciliter la mise en œuvre ultérieure d'une contractualisation commune, il pourrait être proposé de s'aligner sur une fermeture de l'enchère à 9h et une publication des résultats à 09h30.

L'enchaînement des différents mécanismes de contractualisation de capacité d'équilibrage au niveau européen serait alors le suivant :



Concernant l'heure d'ouverture de l'enchère (« gate opening time » ou GOT), plusieurs options pourraient être envisagées. RTE propose que ce soit 5 jours calendaires avant la GCT ;

Questions

Q22. Ce timing vous semble- t- il acceptable ? Si non, quel ordre préféreriez-vous ?

5 EVOLUTION VERS UNE CONTRACTUALISATION SUPRA NATIONALE

La contractualisation supra nationale de capacité d'équilibrages comme l'aFRR nécessite de réserver des capacités en LFC bloc pour assurer la fourniture du service.

A ce titre, une consultation publique européenne, organisée par ENTSO-E, s'est ouverte le 15 mai 2019 pour une durée de 2 mois et demi sur la proposition de tous les GRT « établissant une méthodologie portant sur un processus d'allocation conjointement optimisé de la capacité entre zones aux fins de l'échange de capacités d'équilibrage ou de partage de réserves » en application de l'article 40(1) du règlement européen *Electricity Balancing*.

A l'issue de cette consultation, des méthodologies de réservation de capacités entre bidding zones seront soumises aux régulateurs concernés avant le 18 décembre 2019. Suite à l'approbation de cette proposition, des GRT pourront s'accorder pour les modalités communes de réservation de capacité aux frontières, en application de l'article 38 du règlement *Electricity Balancing.*

RTE souhaite se laisser la possibilité de contractualiser à l'étranger de la réserve secondaire et à ce titre participe aux discussions européennes sur le sujet.

Au vu du planning incertain des discussions et des modalités possiblement complexes de mise en œuvre, RTE souhaite faire évoluer la contractualisation d'abord au niveau national, puis en temps voulu évoluer vers une contractualisation supra nationale.

RTE ne dispose pas à ce jour, de planning précis concernant ces discussions. RTE informera régulièrement les acteurs au travers des GT SSYf des éventuelles évolutions liées aux sujets précités. Les modalités associées seront concertées via les modalités habituelles d'évolution des règles SSYf.

Questions :

Q23. Etes-vous favorable à ce que RTE rejoigne une coopération supra nationale pour la contractualisation de l'aFRR ?

6 EXPERIMENTATION POUR LE DIMENSIONNEMENT

6.1 Expérimentation

6.1.1 Objectifs

Il est proposé, en anticipation d'une nouvelle méthodologie pour 2021, de procéder dès 2020 à une expérimentation de modification de la prescription historique. Cette expérimentation répond aux objectifs suivant :

- Améliorer la qualité du réglage de RTE à courte échéance ou au moins de limiter la dégradation potentielle liée à l'arrivée de TERRE
- Identifier les éventuels freins pour la nouvelle méthodologie :
  - Acceptabilité pour les acteurs d'une hausse de la prescription dans les périodes de creux de consommation
  - Gisement d'aFRR effectivement disponible sur les périodes où RTE en a besoin. Cela pourrait venir conforter l'idée que de nouvelles filières (par exemple stockage ou éolien) sont nécessaires pour palier à l'arrêt d'une partie du parc thermique historiquement fournisseur d'aFRR.
  - Impact sur le comportement des acteurs : aujourd'hui, il existe déjà une difficulté dans les périodes où la tendance d'ajustement est à la baisse où les acteurs programment les SSY prescrits sur des moyens hydrauliques qui sont aussi les rares moyens offerts à la baisse en mFRR
- Avoir un premier retour d'expérience partiel pour décider du design de la nouvelle méthodologie visée à horizon 2021

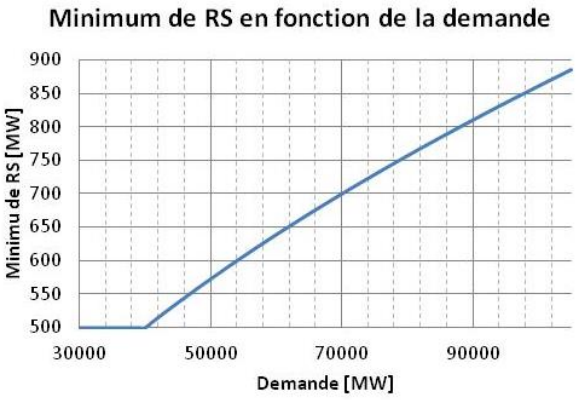
6.1.2 Méthode proposée

L'idée est de conserver le dimensionnement basé sur la formule actuelle décrite dans l'accord de bloc RFP RTE :

- si G < 6000 MW/1/2h (ou 200 MW/mn alors

  PR = max (500 ; $(\sqrt{10 * D + 22500} - 150)$)

- si G ≥ 6000 MW/1/2h (ou 200 MW/mn), alors **PR = G / 6**



où

- D est la valeur de la demande globale (consommation + échanges) la plus élevée sur la période considérée

- G est le gradient de la demande (exprimé en MW par ½ heure)

A partir de ce résultat, RTE viendrait appliquer un post-traitement manuel pour répartir la prescription sur la journée sur la base des constats indiqués dans le paragraphe 2.1.1.

L'étude de l'application de la méthodologie statistique proposée dans la Policy LFCR en annexe de l'accord de zone synchrone Europe continentale montre une prescription à 500 MW entre 09h et 12h quel que soit la saison (l'étude est réalisée sur 2 périodes : été et hiver) ; l'idée est donc de diminuer la prescription à 500 MW sur la période [09h ; 12h] et de transférer ce volume sur les périodes [00h ; 1h30] et [22h30 ; 24h00]. L'objectif de cette expérimentation est de rester à un volume moyen et donc à coût constant sur l'année.

Cette expérimentation nécessite de ne pas respecter une des règles décrites dans les règles SSYf qui consiste à lisser la prescription maximale d'aFFR dans la journée pour qu'elle ne soit pas supérieur de plus de 400 MW à la prescription minimale de la journée. En effet, en conservant cette règle, RTE ne pourrait pas faire une évaluation complète de l'intérêt d'un changement de méthode cible pour cette expérimentation.

En contrepartie pour les acteurs, RTE proposerait d'appliquer l'augmentation sur les périodes [00h ; 1h30] et [22h30 ; 24h00] de manière à ce que la prescription soit fixe et constante au sein de ces 2 créneaux. En effet, les pics de prescription peuvent conduire à une désoptimisation des plans de production des acteurs (ie. Certaines usines ne peuvent pas programmer de l'aFRR pour seulement 1/2h, elles doivent l'être a minima pour une heure).

Il est également proposé de supprimer l'autre règle de lissage issue de la DTR consistant à limiter la prescription d'aFRR tel que FCR+aFRR soit inférieur à 1750 MW. Cette limitation est totalement invisible pour les acteurs et elle ne semble pas compatible avec la trajectoire du dimensionnement d'aFRR et les modalités de contractualisation faites sous forme d'appel d'offre (européen pour la FCR).

6.2 Mise en œuvre

Une mise en œuvre en 3 étapes est proposée par RTE.

6.2.1 Parrallel run

RTE calcule tous les jours une prescription prenant en compte le post-traitement proposé pour une durée d'un mois.

Cette étape permet de valider la faisabilité SI du traitement manuel. Sa faisabilité opérationnelle doit tout de même être étudiée notamment pour s'assurer de la maitrise du risque de transmission en production d'une prescription modifiée manuellement.

Ces résultats sont analysés et la proposition définitive est approuvée en interne RTE.

Ensuite, en plus de ce parrallel run « interne » qui devrait idéalement se dérouler en septembre 2019,

RTE soumettra les résultats de son post-traitement aux acteurs afin qu'ils étudient la faisabilité de répondre à cette prescription.

Ce parrallel run devrait idéalement se dérouler fin 2019.

6.2.2 Go Live

Suite aux parrallels runs, un REX est mené fin 2019 pour éventuellement modifier la méthodologie de l'expérimentation en fonction des retours des acteurs et de l'analyse de RTE.

Le Go Live de l'expérimentation avec transmission d'une prescription d'aFRR modifiée aux acteurs en J-1 devrait être planifiée autour en janvier 2020 pour une durée d'un an, avant adaptation visée de la méthodologie cible.

6.3 Critères d'évaluation

La principale difficulté pour évaluer l'impact de cette modification de prescription est qu'elle n'entrainera pas forcément sur tous les pas horaires une augmentation de l'aFRR effectivement disponible au programme de marche en fonction :

- Des arbitrages entre respect de la prescription par les acteurs VS paiement des pénalités associés
- Aléas affectant les fournisseurs d'aFRR
- L'ajustement à la baisse sur les moyens pouvant entrainer la perte de l'aFRR du programme d'appel.

Une des méthodologies possible est détaillée ci-dessous avec une étude en plusieurs temps :

- Comparaison de l'aFRR disponible au Programme de Marche « PM » sur les créneaux [22h30 ; 01h30] et [09h ;12h] de la Semaine X 2018 avec la semaine X 2019. On identifie ainsi l'impact réel de la modification de la méthode de prescription sur l'aFRR effectivement au programme de marche
- Recalcul d'un ACE théorique avec une activation d'aFRR
    - amputée du gain moyen calculé précédemment sur la semaine sur les créneaux [22h30 ; 01h30]
    - augmenté du gain moyen calculé précédemment sur la semaine sur les créneaux [09h ;12h]
- Comparaison des indicateurs SO GL sur l'ACE réel et sur l'ACE recalculé pour identifier le gain sur les indicateurs de qualité du réglage.

Questions :

Q24. Les modalités de cette expérimentation vous paraissent elle acceptables ?
Si non, que proposeriez-vous ?

7 PLANNING DE MISE EN ŒUVRE

Concernant le planning des évolutions présentées, les exigences de RTE sont :

- de pouvoir modifier la méthodologie de dimensionnement dès 2020 sous forme d'expérimentation (notamment pour déroger à certaines règles de la DTR)
- puis de pouvoir palier aux changements de modalités d'activation (passage du prorata à une activation par préséance économique) avec des DMO de 5 min, tout en garantissant les volumes disponibles.

En effet, l'activation en préséance économique et en DMO 5 min ne sera possible que lorsque le nouveau SCADA de RTE sera disponible.

Les évolutions éventuelles de la contractualisation doivent donc pouvoir être faite pour la mise en place de l'activation à la préséance économique et les volumes disponibles pour les besoins de RTE au même moment.

La date estimée actuelle de mise en production est prévue autour du 2e semestre 2021. La contractualisation pourra donc évoluer à cette période.

RTE visera donc ces évolutions pour cette échéance.

Cependant, dans le cas d'un retard de mise en œuvre des évolutions du SCADA , il est possible de faire évoluer la contractualisation indifféremment de l'activation au merit order.

Questions :

Q25. Au vu des évolutions nécessaires de recertification, d'évolution des outils SI de contractualisation et au regard du nombre important d'évolutions liées au balancing (TERRE, MARI, PICASSO, ISP 15min…) ce timing vous parait-il acceptable ?

Q26. Pensez-vous que l'ordonnancement des évolutions comme présenté en annexe 1 soit cohérent ? Que proposeriez-vous d'autre ?

Q27. Avez-vous d'autres commentaires (sur tous les points de l'appel à contributions)?

8 ANNEXE 1 : PROJET DE FEUILLE DE ROUTE AFRR

