



Rapport d'accompagnement à la saisine du projet d'évolution de l'accord opérationnel de bloc RFP RTE

Date 22/04/2021

SOMMAIRE

1	Exposé des motifs	3
2	Evolution du dimensionnement de la Réserve secondaire.....	5
2.1	Contexte et rappel sur l'accord de bloc existant :	5
2.2	Présentation de la méthode préconisée au niveau Européen.....	6
2.2.1	Caractéristiques de la méthode.....	6
2.2.2	Condition de déclinaison de la méthode	6
2.2.3	Application brute de la méthode.....	6
2.2.4	Choix des différents paramètres de déclinaison de la méthode	8
2.3	Méthode d'évaluation des scénarios.....	8
2.3.1	Présentation des résultats selon 2 axes :	9
2.3.2	Conclusions : Sélection du profil de dimensionnement d'aFRR	10
2.3.3	Prise en compte du surbouclage au programme de marche.....	12
2.4	Synthèse des paramètres initialement proposés en consultation	13
2.5	Retours de consultations et conclusions	13
2.6	Date de mise en œuvre.....	15
3	Autres évolutions de l'accord de bloc	16
4	ANNEXE 1.....	17

1 EXPOSE DES MOTIFS

Le Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du transport de l'électricité (ci-après « Règlement SOGL ou SOGL ») a été publié au journal officiel de l'Union Européenne le 25 Août 2017 et est entré en vigueur le 14 Septembre 2017. Le Règlement SOGL définit les principes et les exigences pour la sûreté et l'exploitation du réseau de transport d'électricité, ainsi que les règles pour déterminer la structure du réglage fréquence-puissance de chaque zone synchrone conformément à l'Article 139.

En déclinaison du règlement SOGL, la CRE a approuvé via la délibération 2019-048, le 14 mars 2019, la proposition de RTE concernant les méthodologies et conditions de l'accord opérationnel de bloc RFP (Réglage Fréquence-Puissance) France, dit « accords de bloc RFP de RTE » encadrant le dimensionnement des réserves mFRR, aFRR et FCR.

En février 2020, RTE a publié sous le site concerté et en GT SSYf, sa feuille de route sur les modalités de dimensionnement, de constitution et d'activation de la réserve secondaire pour les deux ans à venir. Cette feuille de route a fait l'objet d'une délibération de la CRE (délibération du 2 avril 2020 n°2020-070 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve secondaire).

Les premières étapes de la feuille de route ont été déclinées dans les règles services système entrées en vigueur en septembre 2020. Elles concernent le passage à un délai d'activation de 400s à 300s et l'activation de la réserve secondaire selon la présence économique.

La seconde étape de mise en place de cette feuille de route, portant sur l'évolution de la méthode de contractualisation de la réserve secondaire, est déclinée dans la proposition de règles services système V7 qui a été mise en consultation le 3 février 2021.

L'article 32.2 du Règlement EBGL impose que la procédure d'acquisition des capacités d'équilibrage soit exécutée, dans la mesure du possible et lorsque cela est économiquement efficient, sur une base court terme.

Ce principe est renforcé par le règlement Electricité. En effet, ce dernier prévoit que la contractualisation de capacité d'équilibrage (comprenant les réserves secondaire, rapide et complémentaire) devra avoir lieu au plus tard un jour avant la période d'engagement et que cette période d'engagement ne devra pas être supérieure à un jour.

Cette contractualisation journalière ne doit toutefois pas obligatoirement porter sur 100% du besoin en réserve du GRT. Ainsi, le règlement Electricité (article 6) oblige :

- à contractualiser sur une base journalière (J-1 pour J) au moins 30% de l'ensemble des capacités d'équilibrage, qui comprennent donc la réserve secondaire (aFRR), la réserve rapide (capacité de mFRR) et la réserve complémentaire (capacité de Replacement Reserve) ;
- parmi l'ensemble des produits standards de capacité contractualisés, à contractualiser 40% de ces produits sur une base journalière. Les produits standards de capacité ont été définis dans la méthodologie Standard Balancing Capacity, en application de l'article 25 du règlement EBGL, validée par l'ACER en Juin 2020.

Ainsi la méthode de contractualisation des capacités de réserve secondaire de RTE doit évoluer pour passer en appel d'offres journalier.

La CRE, dans sa délibération du 2 avril 2020 portant orientations sur les évolutions relatives à la réserve

secondaire et portant décision sur une demande de dérogation au titre de l'article 6 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité a accordé à RTE la dérogation prévue aux alinéas 8 et 9 de l'article 6 du règlement sur le marché intérieur de l'électricité, jusqu'à la mise en œuvre de la contractualisation de la réserve secondaire par appels d'offres prévue par RTE au troisième trimestre 2021, et au plus tard au 31 décembre 2021.

La méthode actuelle de dimensionnement de la réserve secondaire n'étant pas adaptée au processus de contractualisation par appel d'offres en J-1, elle doit évoluer avant cette date.

Un appel à contribution a été lancé en juin 2019. Il portait sur l'ensemble des évolutions à venir pour la réserve secondaire incluant le changement de la méthode de dimensionnement.

La nouvelle méthode de dimensionnement proposée par RTE a été présentée et les paramètres affinés lors de la concertation en GT S5yf et avec les services de la CRE, au cours de l'année 2020.

Le présent document vise à décrire les modifications que RTE propose d'apporter à l'accord de bloc RTE existant à la lumière des travaux menés dans le cadre de la concertation en GT S5yf et de synthétiser les retours des acteurs reçus lors de la consultation ainsi que les réponses apportées par RTE.

RTE a mené une consultation du 8 février au 9 mars 2021 portant sur l'évolution de l'accord de bloc. 3 acteurs (Total Direct Energie, ENGIE et EDF) ont participé. Les retours de consultation ainsi que les réponses détaillées apportées par RTE se trouvent dans le fichier joint au rapport.

L'objectif est de permettre l'entrée en vigueur de ce projet de texte au 1^{er} septembre 2021 après instruction et approbation par la CRE.

Ce document est un support à la proposition d'évolution de l'accord de bloc RTE existant pour la partie dimensionnement de la réserve secondaire.

2 EVOLUTION DU DIMENSIONNEMENT DE LA RESERVE SECONDAIRE

2.1 Contexte et rappel sur l'accord de bloc existant :

L'accord de bloc existant est disponible sur le site RTE :

https://www.services-rte.com/files/live/sites/services-rte/files/pdf/reglementaire-equilibrage/180914_Accord_de_bloc_RFP_France.pdf

L'annexe I de l'accord de bloc décrit les règles de dimensionnement des capacités de réserve secondaire.

RTE propose de faire évoluer cette annexe I, qui est citée sous l'Article 5, « Règles de dimensionnement de la FRR et de la RR conformément au paragraphe 1 de l'article 157 et au paragraphe 2 de l'article 160 du Règlement SO GL ».

RTE fait évoluer, en même temps que la mise en place de l'appel d'offres pour la contractualisation, la méthode de dimensionnement du besoin en réserve secondaire.

Cette évolution est nécessaire pour deux raisons :

- (i) D'une part la méthode actuelle est incompatible avec le timing proposé pour l'appel d'offres de réserve secondaire. Pour répondre au timing du futur processus, le dimensionnement de réserve secondaire devra être défini par RTE au plus tard avant 9h00 en J-1, ce qui pose des problèmes de compatibilité avec la méthode actuelle qui a besoin des résultats des programmes d'échanges après les résultats de l'enchère day-ahead en J-1 pour définir le besoin en réserve secondaire ;
- (ii) D'autre part la méthodologie actuelle, historiquement recommandée par les anciennes politiques européennes, est particulièrement bien adaptée dans une logique où la demande France (consommation + échanges) reste le facteur le plus influent dans le besoin de constitution des réserves. L'arrivée des plateformes de balancing modifiant potentiellement complètement le profil des échanges dans la fenêtre opérationnelle du GRT, pose la question du degré de pertinence de la méthode actuelle.

RTE juge donc nécessaire de questionner la méthode actuelle de dimensionnement de la réserve secondaire, pour être :

- Compatible temporellement avec le processus d'appel d'offres ;
- Pertinente au regard des changements à venir à moyen terme sur l'équilibre du système électrique et des besoins de RTE ;
- Compatible avec l'introduction de la contractualisation dissymétrique en France ;
- Compatible avec les contraintes techniques des groupes à fournir le requis France.

La nouvelle méthode de dimensionnement, méthode préconisée par la Policy LFCR du SAFA RGCE¹, est statistique et se base sur l'écart en boucle ouverte historique observé au sein du bloc France i.e. le déséquilibre résiduel France avant activation de réserve secondaire.

Ce nouveau dimensionnement donnera un profil journalier de besoin en réserve secondaire,

¹ Load Frequency Control and Reserves of Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe

asymétrique, fixe avec un pas dépendant des paramètres choisis et sera mis à jour régulièrement à partir d'un historique de données de profondeur d'au moins un an. Le paramétrage de la méthode pour le calcul du besoin sera communiqué aux acteurs selon les modalités définies dans l'accord de bloc et au paragraphe 2.4 du présent rapport d'accompagnement.

L'évolution de la méthode de dimensionnement nécessite une modification de l'article 6.1 des règles services système. Dans sa proposition de règles SSY v7, RTE propose de supprimer les critères présents actuellement à l'article 6.1 des règles qui ne seront plus pertinents avec l'introduction de la nouvelle méthode de dimensionnement.

Les paragraphes suivants présentent la méthode et les choix retenus par RTE pour les paramètres conduisant au dimensionnement de la réserve secondaire.

2.2 Présentation de la méthode préconisée au niveau Européen

2.2.1 Caractéristiques de la méthode

RTE a étudié la déclinaison d'une méthode de dimensionnement préconisée par la Policy LFCR du SAFA RGCE.

La méthode est statistique et se base sur l'écart de réglage en boucle ouverte historique observé au sein du bloc France. L'écart de réglage en boucle ouverte correspond au déséquilibre résiduel France avant activation d'aFRR (besoin d'aFRR).

Le profil de dimensionnement d'aFRR doit être évalué a minima tous les 6 mois.

La prescription peut être dissymétrique à la hausse et à la baisse.

La méthode de dimensionnement vise à couvrir 99% des variations du besoin d'aFRR (au pas minute) par rapport à sa moyenne 30 minutes, tant que l'on conserve le pas de programmation à 30 minutes. Le jour où ce pas évoluera, et notamment lors du passage à un pas de règlement des écarts de 15 minutes, prévu à ce jour au 1^{er} janvier 2025, la moyenne sera adaptée en conséquence sur cette nouvelle durée.

2.2.2 Condition de déclinaison de la méthode

Le système français présente des particularités auxquelles il faut adapter la méthode : le pas de programmation et le pas de règlement des écarts ainsi que des contraintes de paliers de fonctionnement supérieurs ou égaux à 30 minutes sur de nombreux moyens participants au mécanisme d'ajustement.

La méthode ne doit pas dégrader les performances de qualité de réglage RTE.

RTE souhaite le maintien de la valeur plancher à 500 MW à la hausse et à la baisse, pour avoir a minima toujours suffisamment d'aFRR pour couvrir le besoin de sûreté système.

2.2.3 Application brute de la méthode

Le calcul et l'analyse statistique de l'ACE open loop (i.e. de l'écart de réglage en boucle ouverte historique) sont réalisés selon ces critères :

Au pas
5 s



$$ACE_{ol} = ACE - aFRR_{activée} \equiv ACE \text{ en absence d'aFRR}$$

Une valeur
par minute



$$\Delta_{30} = Moy_{1min}(ACE_{ol}) - Moy_{30min}(ACE_{ol})$$

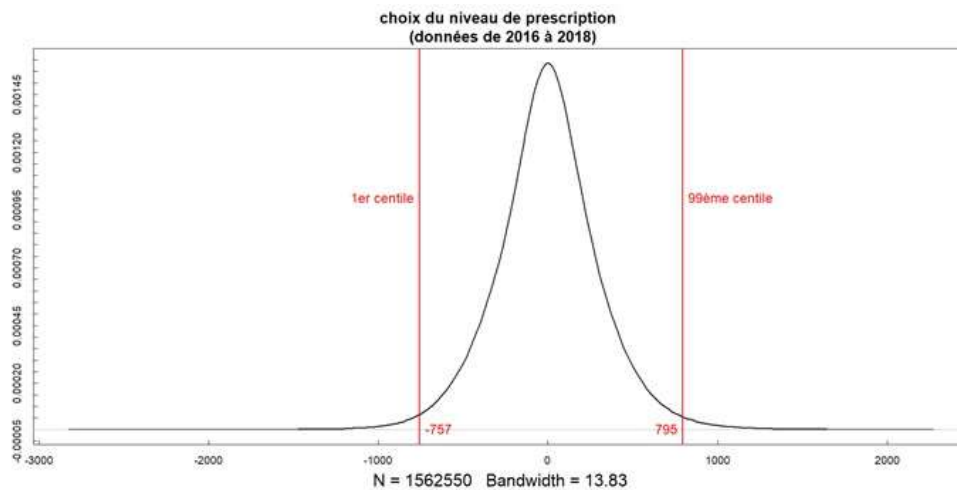
La moyenne 1 minute est utilisée pour compenser la volatilité de l' ACE_{ol}

Les Δ_{30} pour chaque minute de la période observée correspondent au besoin d'aFRR.

Les centiles 1^{er} et 99^{ème} définissent le besoin de dimensionnement en aFRR respectant un risque 1% de non-couverture des besoins d'aFRR.

Un « scénario de base » est défini en application de la méthode en bande sur toute la journée toute l'année :

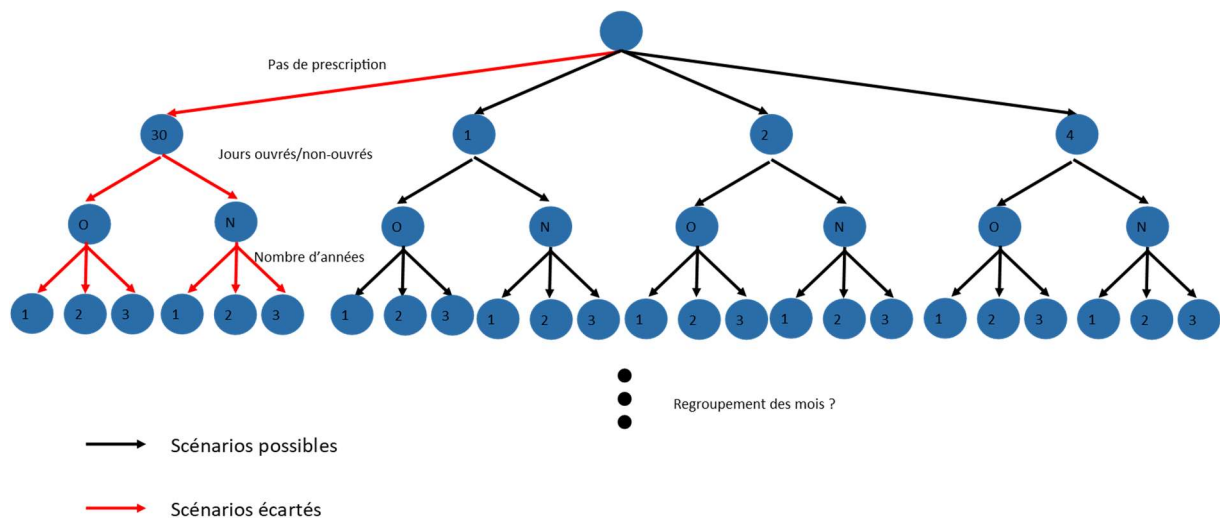
- 757 MW à la Hausse
- -795 MW à la Baisse



2.2.4 Choix des différents paramètres de déclinaison de la méthode



Les différentes combinaisons permettent une multitude de scénarios. Une cinquantaine de scénarios de déclinaison possibles ont été évalués.



Les scénarios avec des profils journaliers à un pas 30 min ont été écartés : ils génèrent une trop grande volatilité du volume requis d'un pas à l'autre, qui est difficile à suivre en pratique pour les acteurs, au vu du retour d'expérience et des retours des acteurs sur le mécanisme actuel.

2.3 Méthode d'évaluation des scénarios

L'évaluation des 50 scénarios de déclinaison possibles est basée sur 3 types de critères : statiques, dynamiques et économiques.

L'évaluation statique et dynamique est réalisée à partir des données d'ACE de 2019 et l'évaluation économique se base sur des prix de 2018.

Les pertes d'opportunité sont basées sur les prix EPEX Spot France de l'enchère Day-Ahead et les coûts des entités sont basés sur les coûts de combustibles journaliers, estimés par RTE. Les volumes en 300s sont pris en compte pour une partie du parc Gaz pour l'année 2022.

Critères Statiques	Critères Dynamiques	Critères Économiques
<ul style="list-style-type: none"> Prescription moyenne en MW sur l'année Proportion de saturations de la réserve pendant plus de 15 min Proportion de saturations critiques (supérieures à 750 MW) 	Modélisation et simulation du réglage secondaire à partir des données de l'ACE _{ol} : <ul style="list-style-type: none"> Evaluation des exigences SOGL* (Level 1 et 2) 	Etude économique d'un passage en AO aFRR au prix marginal conduite sur: <ul style="list-style-type: none"> Perte d'opportunité des producteurs Coût de contractualisation (TURPE)

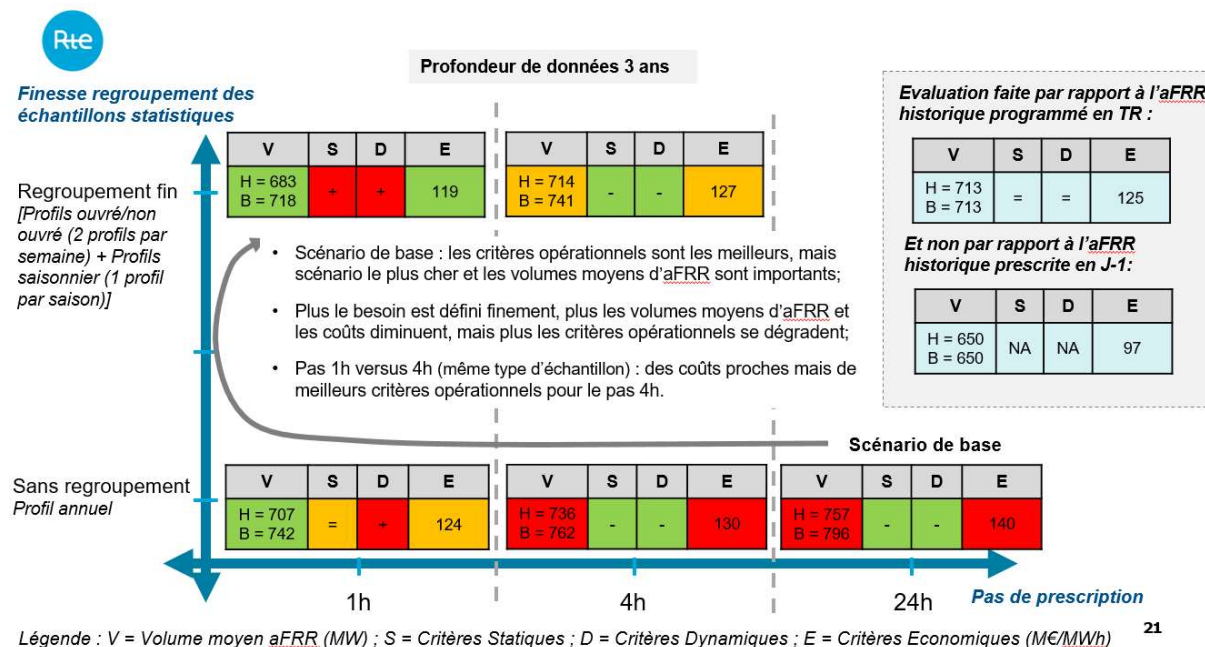
L'objectif pour RTE était de conserver uniquement le scénario le plus économique parmi ceux qui étaient plus performants que le scénario actuel 2019.

Le Règlement SOGL, en vigueur depuis septembre 2017, a introduit des critères de performance sur la qualité du réglage des pays.

La valeur absolue de l'écart de réglage (ACE) pour RTE en moyenne 15 minutes doit être :

- Level 1 : 70 % du temps inférieure à 225 MW (en 2019)
- Level 2 : 95 % du temps inférieure à 426 MW (en 2019)

2.3.1 Présentation des résultats selon 2 axes :



Les résultats ont été analysés avec et sans regroupement (annuel ou à une maille plus fine), en étant comparés à l'historique selon les 3 critères.

2.3.2 Conclusions : Sélection du profil de dimensionnement d'aFRR

2.3.2.1 Critères de choix pour la sélection du profil de dimensionnement d'aFRR :

Les critères de choix ont été sélectionnés en essayant de viser :

- Un scénario plus performant sur les critères opérationnels statiques et dynamiques ;
- Un scénario qui soit moins cher que l'historique programmé en temps réel.

Le tableau présenté en Annexe 1 du présent document indique les résultats en comparant les scénarios de regroupement au pas 2h et 4h.

Pour le scénario 2h : le critère level 1 ressort moins bon que le programmé historique.

Cependant, le scénario 2h est très bon a priori sur le critère level 2 et sur le coût pour RTE : c'est le moins cher de tous les scénarios.

2.3.2.2 Comparaisons des données 2018 et 2019 :

RTE a également regardé comment évoluait le dimensionnement moyen d'une année sur l'autre (avec 1 an de profondeur de données).

Les résultats sont présentés ci-dessous :

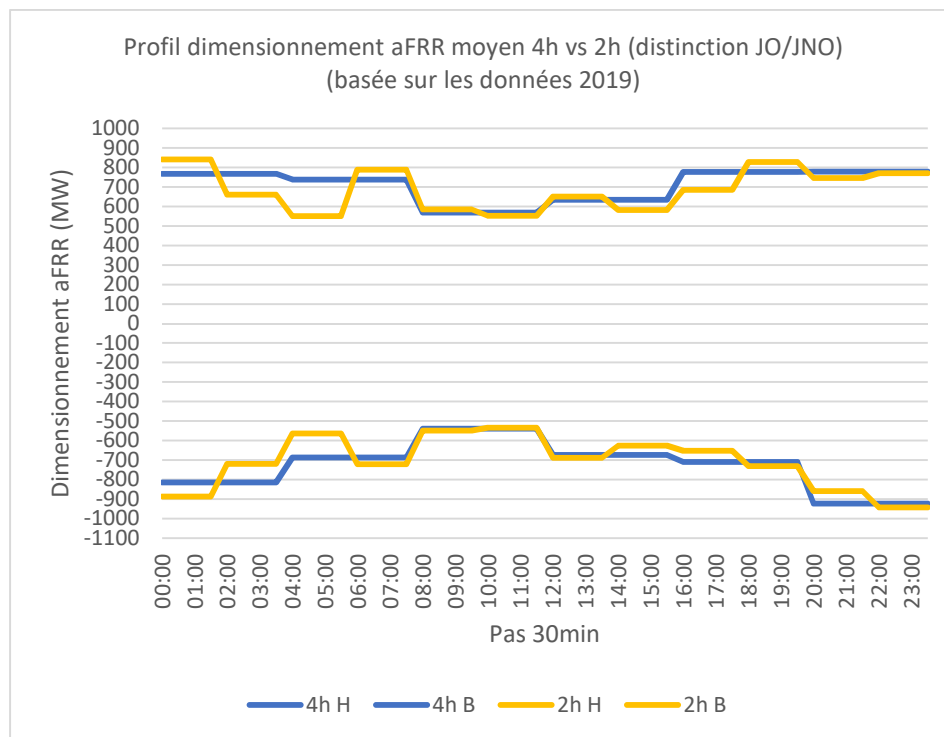
	SOGL Level 1	SOGL Level 2
2018	11,69 % (<30%)	4,05% (<5%)
2019	11,00 % (<30%)	3,60% (<5%)

Année de référence	Pas	Distinction jours_ouverts	Profondeur des données	Regroupement des mois	Moyenne aFRR Hausse (MW)	Moyenne aFRR Baisse (MW)
2018	2 h	avec	1 an	1/trimestre	690	-709
2018	4 h	sans	1 an	1/semestre	716	-725
2019	2 h	avec	1 an	1/trimestre	686	-704
2019	4 h	sans	1 an	1/semestre	709	-724

Les volumes évoluent peu d'une année sur l'autre.

2.3.2.3 Illustration

Le graphique ci-dessous illustre le profil de dimensionnement moyen basé sur l'année 2019.



Pas (base année 2018)	Saturation aFRR 15' (%)	SOGL level_1 (%)	SOGL level_2 (%)	Moyenne_aFRR Hausse (MW)	Moyenne_aFRR Baisse (MW)
2 h	12,56	10,41	3,12	690	-709
4 h	11,46	9,78	3,27	716	-725
Historique programmé	12,09	10,00	3,45	713	-713
Historique contractualisé	14,36	11,41	4,31	650	-650

Les résultats pour le scénario 2h permettent de se rapprocher des résultats historiques, en améliorant le critère Level 2, tout en ayant des volumes à contractualiser issus de la méthode, proches des valeurs actuelles.

Ainsi, RTE souhaite retenir les paramètres suivants :

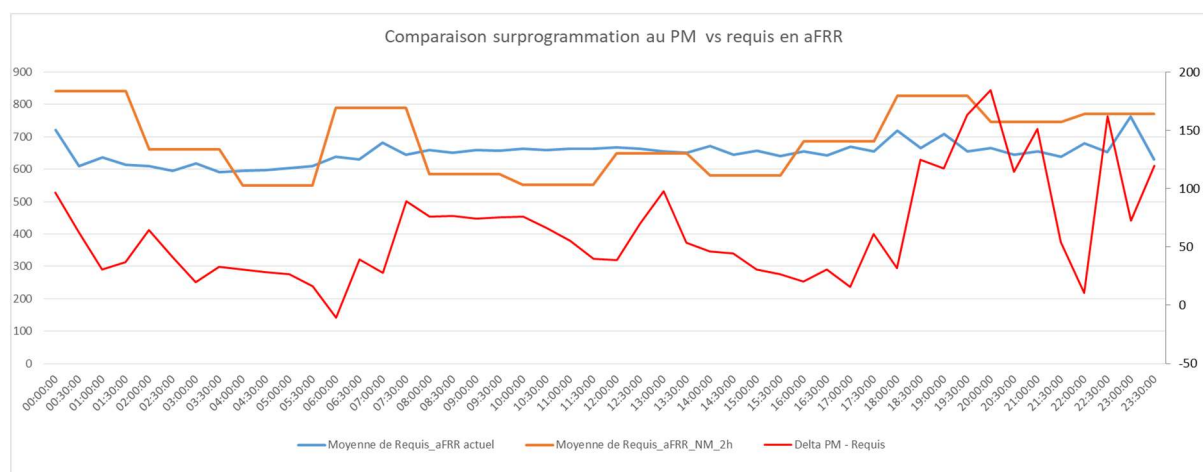
- Pas de prescription : 2h
- Distinction jours ouvrés/non ouvrés : oui
- Profondeur des données : 1 an
- Profil : 1/trimestre.

2.3.3 Prise en compte du surbouclage au programme de marche.

Pour équilibrer le réseau en temps réel, RTE est amené à solliciter les offres du mécanisme d'ajustement. Les ajustements passés à la hausse peuvent générer un surplus de programmation en réserve secondaire en plus du requis RTE, lors de l'appel de moyens ne pouvant dissocier la fourniture de puissance active de la fourniture de services système.

Au vu de l'historique des volumes programmés suite à des ajustements passés pour équilibrer le système électrique, hors besoin en services système, et dans l'optique de ne pas sur contractualiser, le besoin d'aFRR issu de la méthode pourra ne pas être entièrement contractualisé, en tenant compte de la surprogrammation naturelle en SSY par rapport au volume prescrit du fait de :

- La surprogrammation au programme d'appel faite par l'acteur ;
- Des ajustements P=C qui apportent fatalement des SSY au programme de marche en plus du requis en aFRR ;
- D'un coefficient pondérateur pour atténuer la volatilité du surbouclage au cours des différentes périodes.



Si on regarde les données de surprogrammation au programme d'appel sur 2019, on observe que l'on n'a pas les volumes demandés en moyenne sur certains points de la journée (00h30, 22h, 23h).

La nouvelle méthode, avec un pas 2h, demande des volumes plus importants sur les pas 0h-2h, 6h-8h et 18h-24h.

Durant ces périodes, les moyennes de surbouclage sont de 1MW, 17MW, et 19MW (de façon inégale).

RTE a proposé de paramétrer la prise en compte des volumes selon la période de la journée pour la prise en compte dans la méthode de dimensionnement.

Afin de prendre en compte le profil et les modalités de contractualisation de la demande adressée au parc français changeant, RTE effectuera un retour d'expérience (REX) sur le comportement des acteurs après le démarrage de l'appel d'offres d'aFRR - qui devrait conduire à un surbouclage différent du surbouclage historique.

RTE tiendra compte dans sa contractualisation du « surbouclage » en aFRR réellement disponible en temps réel du fait de la surprogrammation possible des acteurs ou des ajustements réalisés par RTE

pour cause P=C, hors cause de reconstitution SSY et de marge, et qui peut engendrer un surplus de programmation en services système induits.

RTE peut appliquer une réduction, sur le besoin d'aFRR calculé, égale au volume moyen de « surbouclage » constaté sur chaque pas de définition du besoin, pondéré d'un coefficient.

A l'inverse, si certains points du pas de définition du besoin sont historiquement déficitaires, cette réduction ne s'appliquera pas. A posteriori, il sera vérifié que l'application de cet offset permet bien en temps réel de disposer d'un volume d'aFRR à minima égal au besoin calculé par la méthode. Au besoin, le coefficient de pondération sera réévalué régulièrement.

Ainsi, au lancement de l'appel d'offre, RTE retient les paramètres suivants :

- Utilisation du ratio 1 pour 7 sur les ajustements mFRR à la hausse historique au pas 30 minutes ;
- Le coefficient de prise en compte du surbouclage est de 100% ;
- Le surbouclage considéré est la moyenne semestrielle du ratio des ajustements mFRR sur chaque pas 2h, excepté sur les pas 00-02h et 22-24h où le minimum des moyennes 30 minutes au sein du pas 2h sera pris en compte.

2.4 Synthèse des paramètres initialement proposés en consultation

Le volume d'aFRR nécessaire est calculé à l'aide de paramètres appliqués au regroupement des valeurs de ΔE_{30} avant d'en prendre les centiles, tels que :

- Le pas de définition du besoin (1h, 2h, 4h...)
- Le regroupement des jours ayant des caractéristiques communes (jours ouvrés/non ouvrés, jour de la semaine, mois, saisons...)
- La profondeur de l'historique considéré (1 an, 3 ans)

Une valeur de surbouclage par pas de temps de définition du besoin hausse et baisse sera à retrancher à la valeur issue de la méthode de dimensionnement.

RTE a la possibilité d'adapter les paramètres de la méthode annuellement sur les bases d'un REX, en lien avec le respect des critères SOGL, en cas de dégradation observée des indicateurs. Ces paramètres sont précisés dans les règles Services Système SI. Tout changement de paramètre se fait en accord avec la CRE et est validé en GT Services Système. Les acteurs en sont informés un mois avant application avec la publication des paramètres sur le Portail Services de RTE.

2.5 Retours de consultations et conclusions

Les acteurs n'ont pas exprimé d'avis contre la nouvelle méthode. Des précisions sur les chiffres et données utilisés ont été demandées et rajoutées dans les paragraphes précédents.

Sur la prise en compte du surbouclage, et notamment sur l'impact des volumes à contractualiser, les acteurs se sont plutôt exprimés en défaveur de cette proposition et ont demandé d'assurer la cohérence de traitement avec les réflexions en cours sur les évolutions des modalités de dégradation des services systèmes suite à l'activation d'une offre standard via le GT MA/RE.

RTE, en lien avec la CRE, a fait évoluer sa proposition et précise les modalités de prise en compte du surbouclage.

Afin de ne pas être un frein aux offres libres pour l'aFRR, qui pourraient être valorisés par RTE selon les modalités d'activation au merit order et sur la plateforme PICASSO, seul le surbouclage généré par les ajustements à la hausse passés en mFRR sera pris en compte. Seuls les volumes au programme de marche seront pris en compte. Les survolumes au programme d'appel ne sont pas pris en compte afin de laisser la possibilité aux acteurs de surprogrammer en SSY afin de pouvoir déposer des offres standards sur les plateformes dont l'activation pourrait réduire la fourniture en SSY tout en respectant leurs engagements en SSY. Afin d'utiliser des données transparentes, les volumes seront calculés en prenant les volumes de mFRR à la hausse publiés sur le site RTE avec un coefficient de 1 pour 7. Ce ratio est empiriquement constaté par RTE : pour 7 MW de mFRR en puissance active à la hausse activés, 1 MW de capacité de RP ou de RS est programmé disponible à être activé, en moyenne.

Ce volume est calculé comme indiqué dans l'accord de bloc :

La valeur du surbouclage prise en compte est égale à la moyenne des volumes de surbouclage pour les pas de temps entre 2h et 22h et est égale au minimum des volumes de surbouclage (des moyennes des volumes de surbouclage sur les pas 30 min) avant 2h et après 22h.

Par un calcul systématique, le calcul du surbouclage sera fait 2 fois par an :

- Le 15 mai de l'année N, pour application au 1er Juillet de l'année N:
RTE calcule le besoin d'aFRR pour les deux derniers trimestres de l'année N, sur la base des données des deux derniers trimestres de l'année N-1
RTE calcule la moyenne annuelle du surbouclage issu des ajustements pour cause P=C passés sur la période du 1er mai de l'année N-1 au 1er mai de l'année N
- Le 15 novembre de l'année N, pour application au 1er janvier N+1:
RTE calcule le besoin d'aFRR pour les deux premiers trimestres de l'année N+1, sur la base des données des deux premiers trimestres de l'année N
RTE calcule la moyenne annuelle du surbouclage issu des ajustements pour cause P=C passés sur la période du 1er novembre de l'année N-1 au 1er novembre de l'année N

Un coefficient d'abattement sera également utilisé afin d'assurer que le besoin de RTE est bien couvert avec les volumes contractualisés et le surbouclage constaté pris en compte.

Sur un pas de temps, le volume à contractualiser d'aFRR (hausse ou baisse) sera le besoin RTE calculé en soustrayant la valeur de surbouclage. Le volume de surbouclage est retranché symétriquement, sur le besoin à la hausse et le besoin à la baisse.

Par ailleurs, les méthodes de calcul des paramètres liés au surbouclage (calcul de valeur moyenne du surbouclage au programme de marche et coefficient de prise en compte) pourront être modifiées sans révision de l'Accord de bloc suite à la réalisation d'un retour d'expérience de l'impact du surbouclage sur la contractualisation de la réserve secondaire. Le retour d'expérience sera partagé dans le cadre de la concertation GT SSYf avec les Responsables de Réserve. A la suite de la concertation, RTE notifiera les nouvelles méthodes de calcul des paramètres à la CRE par courrier. En cas d'accord de la CRE, les nouvelles méthodes de calcul des paramètres seront mises à jour sur le site internet de RTE. Dans le cas d'une opposition de la CRE, le processus de concertation et de notification à la CRE se réitère.

Un acteur souhaitait le détail de la méthode actuelle de lissage des demandes d'aFRR. Cette possibilité est supprimée de l'accord de bloc. En effet, le pas pour le dimensionnement retenu étant de 2h, les problèmes de changement brusque de demande sont atténués. Ils pourraient revenir si le besoin était calculé au pas horaire, mais une révision de l'accord de bloc serait alors nécessaire et la méthode de lissage, s'il y avait besoin, y serait alors exposée.

2.6 Date de mise en œuvre

RTE propose de mettre en œuvre ces évolutions à partir de la date H qui sera communiquée aux responsables de réserve un mois avant la prise en compte de la nouvelle méthode pour la contractualisation de l'aFRR.

La date H est estimée au 1^{er} octobre (jour de livraison).

3 AUTRES EVOLUTIONS DE L'ACCORD DE BLOC

L'accord de bloc prend également en compte le passage des contrats RR/RC aux règles RR/RC afin d'assurer la cohérence documentaire.

4 ANNEXE 1

Pas (année 2018)	Distinction jours ouverts	Profondeur données	Regroupement Des mois	level_1 (%)	level_2 (%)	Moyenne Hausse / Baisse (MW)	Estimation de perte d'opportunité acteur (M€/an)	Estimation des coûts de réserve pour RTE (en AO aFRR prix marginal) (M€/an)
2 h	avec	1 an	1/trimestre	10,41	3,12	690 / - 709	44	114
4 h	sans	1 an	1/semestre	9,78	3,27	716 / - 725	46	121
Programmation historique	historique programmée	historique programmée	historique programmée	10,00	3,45	713 / - 713	48	125
Prescription : historique contractualisée	historique contractualisée	historique contractualisée	historique contractualisée	11,41	4,31	650/ - 650	34	98