



Le réseau  
de transport  
d'électricité

Feuille de route de l'équilibrage  
Etudes économiques relatives à la  
fenêtre opérationnelle

## RESUME

RTE a publié en juin 2016 une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français<sup>1</sup> sous la forme d'un livre vert. Celle-ci avait pour objectifs de structurer les débats notamment dans la perspective de la déclinaison du règlement européen Electricity Balancing entré en vigueur le 18 décembre 2017 et qui nécessitera de fortes évolutions des mécanismes de marché court-terme. La feuille de route visait à présenter les principales options d'architecture pouvant être retenues pour l'équilibrage du système électrique français, et à mettre en perspective les prochaines évolutions des règles du mécanisme d'ajustement et des services système. Suite à la publication du livre vert, la CRE a esquissé, dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la cible du modèle d'équilibrage français.

Dans le cadre de ce processus d'établissement de la cible, et comme annoncé dans le livre vert, RTE a souhaité apporter des éléments de quantification économique associés aux différentes options proposées dans le livre vert.

Préalablement à la publication du présent rapport, RTE a présenté dans le cadre de la concertation relative aux évolutions des règles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre le cahier des charges des études présentées ici, ainsi que les principales hypothèses retenues. Les remarques formulées par les acteurs de marché lors de la présentation des hypothèses et des modèles ont été prises en compte dans les études définitives. Les résultats obtenus ont également donné lieu à une présentation en décembre 2017.

Les études de quantification menées par RTE permettent de comparer quatre scénarii d'évolutions possibles pour le système électrique français, en tenant compte des impacts associés sur la gestion de l'équilibre offre-demande. Les quatre scénarii retenus sont liés à :

- une réduction du délai de neutralisation,
- une évolution du modèle de sûreté pour la gestion de l'équilibre offre demande court terme,
- une évolution de la stratégie d'équilibrage réalisée par RTE.

---

<sup>1</sup> [http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre\\_vert\\_equilibre\\_od\\_version\\_detaillee.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/livre_vert_equilibre_od_version_detaillee.pdf)

Les différents paramètres structurants des scénarii étudiés, ainsi que les impacts économiques obtenus, sont listés dans le tableau ci-dessous.

Scénario	1	2	3	4
Délai de neutralisation	1 heure	1 heure	30 minutes	≤30 minutes
Stratégie d'équilibrage	Proactive	Proactive	Proactive	Réactive
Modèle de sûreté	Marge	Réserve	Réserve	Réserve
Gestion des flux/congestions	Gestion inchangée		Impact non étudié	
<b>Coût pour le fonctionnement du système</b>	<i>Scénario de référence</i>	+ 30 M€/an	145 M€/an <sup>2</sup>	+ 250 M€/an

Les résultats des études sont dépendants des hypothèses concernant le design des plateformes de produits standard et de la déclinaison locale. A ce stade, de nombreux éléments sont encore en discussion au niveau européen comme au niveau français et les choix finaux pourraient nécessiter de revoir certaines propositions de RTE.

Les conclusions des études montrent que, sous réserve des hypothèses prises pour le design des plateformes de produits standard et de la déclinaison locale, l'intégration des plateformes de produits standard dans le design de marché actuel, sans modification structurelle des modèles de sûreté ou d'équilibrage, est la solution la plus pertinente économiquement pour le système électrique français.

<sup>2</sup> Le surcoût du scénario 3 serait de 50 M€/ an dans une variante où le système électrique est flexibilisé et ne comporte plus de durée de fonctionnement minimal pour l'ensemble de la filière hydraulique et effacement rapide.

## SOMMAIRE

<b>RESUME .....</b>	<b>2</b>
<b>SOMMAIRE .....</b>	<b>4</b>
<b>1 CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>2 ETUDES ECONOMIQUES CONCERNANT LA DUREE DE LA FENETRE OPERATIONNELLE.....</b>	<b>6</b>
2.1 Description du fonctionnement du système électrique à l'approche du temps réel .....	6
2.2 Quatre scénarios cohérents étudiés et comparés .....	8
2.2.1 <i>Présentation des scénarios</i> .....	8
2.3 Analyse qualitative associés aux quatre scénarii retenus.....	10
2.3.1 <i>Effet sur les marchés d'une réduction du délai de neutralisation</i> .....	10
2.3.2 <i>Changement de modèle de sûreté</i> .....	10
2.3.3 <i>Stratégie d'équilibrage avec une réduction du délai de neutralisation</i> .....	11
2.3.4 <i>Evolution des modalités de gestion des congestions</i> .....	11
2.3.5 <i>Synthèse de l'analyse qualitative</i> .....	12
2.4 Résultat des études quantitatives .....	13
2.4.1 <i>Amélioration de l'équilibrage des responsables d'équilibre à l'approche du temps réel</i> .....	13
2.4.2 <i>Conséquences d'un changement de modèle de sûreté EOD</i> .....	14
2.4.3 <i>Stratégie d'équilibrage du système électrique sur le mécanisme d'ajustement</i> .....	16
2.5 Synthèse.....	19
<b>Annexe 1. Description détaillée des études concernant la stratégie d'équilibrage.....</b>	<b>21</b>
1.1 Stratégie proactive.....	21
<i>Méthodologie</i> .....	22
<i>Données utilisées</i> .....	23
<i>Description des stratégies étudiées</i> .....	28
<i>Critères de comparaison économiques des stratégies d'équilibrage</i> .....	29
2.5.1 <b>Limites de la modélisation</b> .....	29
<i>Résultats</i> .....	30
1.2 Stratégie réactive.....	34
<i>Evaluation des besoins en contractualisation de réserve secondaire</i> .....	34
<i>Evaluation des gains liés à la baisse des coûts d'activation d'équilibrage</i> .....	35

## 1 CONTEXTE

La construction du marché intérieur de l'électricité constitue une ambition politique forte de l'Union européenne. Dans ce contexte, les modalités actuelles régissant l'équilibrage du système électrique français sont amenées à évoluer significativement au cours des prochaines années dans le but de poursuivre le développement d'un marché d'ajustement européen et d'accompagner efficacement la transition énergétique. Ces ambitions seront transcrites dans les différentes évolutions en cours et à venir des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre (ci-après règles MA-RE).

L'ampleur des changements est importante. Afin de s'y préparer, RTE a engagé un processus de concertation, en lien avec la Commission de régulation de l'énergie, qui a conduit à la publication en juin 2016 d'une feuille de route de l'équilibrage du système électrique français (ci-après livre vert). Cette feuille de route avait pour objectifs de structurer les débats, de mettre en perspective les prochaines évolutions des règles et de présenter les principales options d'architecture pouvant être retenues pour l'équilibrage du système électrique français. Suite à la publication du livre vert, la CRE a esquissé, dans sa délibération du 22 juin 2017 portant orientations sur la feuille de route de l'équilibrage du système électrique français, la cible du modèle d'équilibrage français.

Dans le cadre de ce processus d'établissement de la cible, le besoin de quantifier économiquement les propositions de RTE a émergé. Le 9 juin 2017, dans le cadre du groupe de travail « Evolution des règles MA/RE », RTE a proposé aux acteurs de marché une démarche visant à quantifier les différentes propositions de RTE et à présenter les hypothèses et modèles de simulation pressentis pour la quantification des différents effets liés à telle ou telle évolution. Les remarques des acteurs ont été intégrées et les résultats des études de quantification ont été présentés aux acteurs de marché le 1<sup>er</sup> décembre 2017.

Le présent document présente les résultats des études économiques relatives à la fenêtre opérationnelle.

## 2 ETUDES ECONOMIQUES CONCERNANT LA DUREE DE LA FENETRE OPERATIONNELLE

Les lignes directrices CACM et EBGL définissent la fenêtre opérationnelle comme la période pendant laquelle les GRT peuvent entreprendre des actions d'équilibrage du système électrique. Cette période débute au maximum une heure avant le début du pas de marché considéré (interprété comme équivalent au pas de règlement des écarts à partir de 2021).

Actuellement, la fenêtre opérationnelle de RTE débute une heure avant un pas horaire, c'est-à-dire que le délai de neutralisation est égal à une heure. Les études économiques réalisées par RTE quantifient les effets (1) d'un changement de modèle de sûreté, (2) d'un changement de stratégie d'équilibrage et/ou (3) d'une réduction du délai de neutralisation sur les coûts de fonctionnement du système électrique. Quatre scénarios consistants ont été étudiés.

### 2.1 Description du fonctionnement du système électrique à l'approche du temps réel

En amont du temps réel, les acteurs du système électrique français interagissent entre eux dans le cadre :

- du marché des réserves,
- des marchés J-1 et IJ,
- du mécanisme d'ajustement.

#### Le marché des réserves (services système et réserves manuelles)

RTE s'approvisionne auprès des acteurs de marché :

- à l'horizon hebdomadaire pour la réserve primaire (appel d'offres transfrontalier réalisé le mardi pour la semaine à venir) ;
- en journalier pour la réserve secondaire (prescription envoyé par RTE la veille pour le lendemain fonction des programmes d'appel transmis par les producteurs),
- en annuel pour les réserves rapide et complémentaire.

Les acteurs de marchés peuvent ensuite s'échanger, dans le cadre de marchés secondaires, les obligations contractées auprès de RTE. Ces échanges d'obligation sont possibles jusqu'à une heure avant le temps-réel. Ceux-ci peuvent être utilisés par les opérateurs pour mettre à disposition de RTE les capacités les moins onéreuses ou suite à une défaillance d'une capacité engagée suite aux appels d'offres ou prescriptions.

#### Les marchés J-1 et IJ

Les opérateurs de marchés interagissent entre eux dans le cadre des marchés J-1 et des marchés intrajournaliers, transfrontaliers et locaux, organisés et non-organisés.

Ces interactions conduisent in fine à l'établissement :

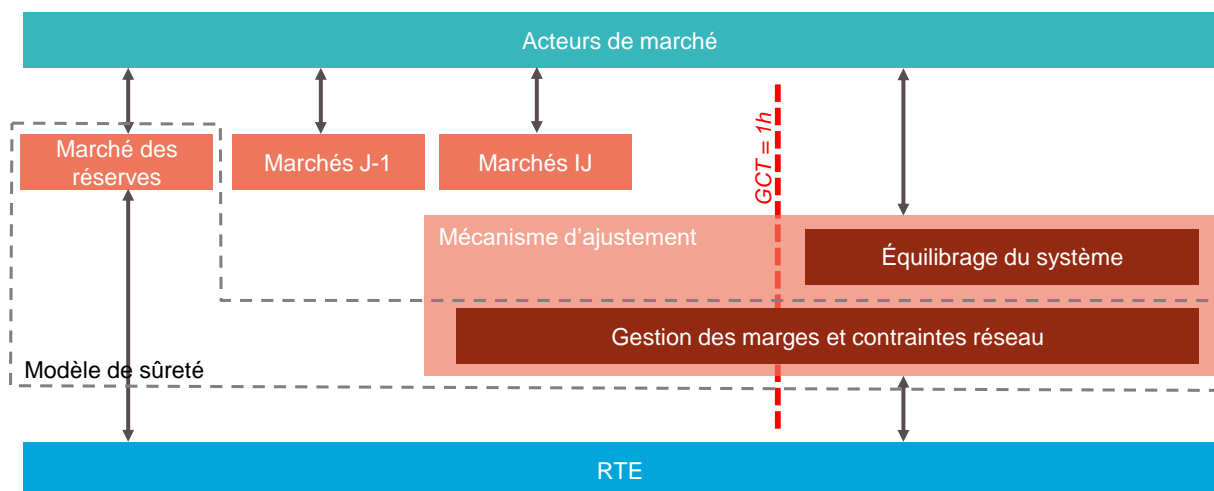
1. d'un programme d'échange aux interconnexions,
2. d'un plan de production initial des groupes français (dont le résultat est transmis à RTE dans le cadre du dispositif de programmation)
3. d'une consommation prévisionnelle du système électrique (intégrant les effacements de consommation explicites déclarés à RTE dans le cadre du mécanisme NEBEF ainsi que les effacements implicites déclarés par les fournisseurs).

### Le mécanisme d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement permet à RTE d'équilibrer le système électrique en activant les flexibilités proposées par les acteurs de marchés. Il permet également à RTE (1) de reconstituer des marges et réserves pour le système électrique, lorsque ces dernières sont susceptibles de devenir insuffisantes et (2) de réaliser des actions de redispatching pour gérer les congestions réseau de transport.

Pour réaliser ces actions, RTE collecte dès le J-1, une prévision des flexibilités disponibles sur le système électrique après le fonctionnement des marchés. Cette faculté de prévision est assurée par :

1. l'obligation d'offrir les capacités de production disponibles et raccordées au réseau public de transport ;
2. un mécanisme d'ajustement ouvert à l'ensemble des flexibilités et offrant des souplesses pour valoriser les flexibilités diverses : agrégation de capacités diffuses, conditions d'utilisation des offres permettant de décrire finement les caractéristiques des capacités.



*Représentation des interactions entre les acteurs du système électrique en amont du temps réel*

Une modification de l'architecture de marché consistant en une évolution des interactions entre les différents acteurs sur les mécanismes conduit à un impact, positif ou négatif sur le dispatch final (après équilibrage), et donc sur le coût de fonctionnement du système électrique.

## 2.2 Quatre scénarios cohérents étudiés et comparés

### 2.2.1 Présentation des scénarios

Quatre scénarios cohérents ont été étudiés par RTE, en fonction du délai de neutralisation et de la pertinence des modèles possibles pour (1) le maintien de la sûreté de l'équilibre offre-demande et (2) la stratégie d'équilibrage mise en œuvre par RTE.

	1	2	3	4
<b>Fonctionnement des marchés</b> <b>Équilibrage RE</b>	Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à <b>1 heure</b> avant le temps réel ; le GRT prend ensuite les décisions relatives à la gestion de l'équilibre offre-demande global.		Les acteurs peuvent équilibrer leurs positions jusqu'à <b>30 min</b> avant le temps réel ; le GRT prend ensuite les décisions relatives à la gestion de l'équilibre offre-demande global.	
<b>Modèle de Sûreté</b>	Marges	Réserves		
<b>Modèle d'équilibrage</b>	Proactif RR → mFRR → aFRR	Proactif RR → mFRR → aFRR	Proactif mFRR → aFRR	Réactif aFRR → mFRR
<b>Réseau</b>	Gestion intégrée équilibre offre-demande et réseau sur le mécanisme d'ajustement		Nouvelles méthodes de gestion des contraintes réseau à définir <sup>3</sup>	

#### Concernant le modèle de sûreté

<sup>3</sup> Les études menées par RTE n'ont pas modélisé les modifications de fonctionnement qui seraient liées à une évolution des modalités de gestion des congestions.



Le maintien du modèle marge nécessite le maintien d'un délai de neutralisation d'une durée d'une heure. En effet, dans le modèle marge, RTE utilise les capacités naturellement disponibles à l'issue du fonctionnement des marchés pour équilibrer le système électrique. Plus la fenêtre opérationnelle est longue et plus les capacités naturellement disponibles dans cette fenêtre opérationnelle suffisent, la plupart du temps<sup>4</sup>, pour équilibrer le système électrique lors de la survenance d'aléas ou lorsque les RE sont mal équilibrés. Lorsque le volume des capacités disponibles est insuffisant pour faire face aux risques, RTE peut augmenter le niveau de marge à échéance en activant, en amont, des moyens dont le délai de mobilisation est incompatible avec la fenêtre opérationnelle (effacement à délai de mobilisation long ou démarrage de production thermique nécessitant un préavis de plusieurs heures). Ces activations permettent d'augmenter le niveau de marge du système électrique par un apport de puissance ou par une disponibilité de flexibilité.

S'il est théoriquement possible d'opérer le modèle marge avec un délai de neutralisation plus court, cela reviendrait, en pratique, à effectuer beaucoup plus régulièrement des actions d'augmentation de la marge du système électrique pour que RTE soit en mesure de réaliser l'équilibrage du système électrique dans une fenêtre plus courte avec les seules capacités disponibles sur cette durée raccourcie. Cela conduirait une partie significative du temps à « prééquilibrer » le système en amont (par des activations pour cause marge apportant de la puissance), et donc à ne pas appliquer, en pratique, la règle du délai de neutralisation<sup>5</sup> dans un nombre de situations importantes. Une réduction du délai de neutralisation conduirait donc à une évolution du modèle de sûreté pour la mise en œuvre d'un modèle « réserve », consistant à contractualiser en amont le besoin de réserve jugé nécessaire pour équilibrer le système électrique en tenant compte (1) de l'équilibrage des RE à l'entrée de la fenêtre opérationnelle et (2) des aléas pouvant survenir dans la fenêtre opérationnelle<sup>6</sup>.

#### Concernant le modèle d'équilibrage / stratégie d'équilibrage

Actuellement, RTE opère un modèle d'équilibrage dit « proactif » : RTE active les capacités sur la base d'une anticipation des déséquilibres du système électrique. RTE met à profit le délai de neutralisation d'une heure pour réaliser des analyses prévisionnelles et met en œuvre une stratégie d'équilibrage tenant compte de l'ensemble des capacités disponibles sur le mécanisme d'ajustement.

Avec la mise en œuvre des lignes directrices pour l'équilibrage, les offres formulées par les acteurs d'ajustement seront standardisées pour être partagées au niveau européen. Les produits d'équilibrage à disposition des GRT sont les suivants :

- *Replacement Reserve* (RR) correspondant à un produit de réserve tertiaire activable en 30 minutes ;
- *manual Frequency Restoration Reserve* (mFRR) correspondant à un produit de réserve tertiaire activable en 15 minutes ;
- *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR) correspondant à un produit de réserve secondaire à activation automatique et mobilisable en moins de 15 minutes ;

---

<sup>4</sup> En 2017, des appels pour motif de reconstitution des marges ont été nécessaires pendant 3,7% du temps.

<sup>5</sup> Les lignes directrices européennes prévoient explicitement que les GRT puissent ne pas appliquer cette règle pour maintenir la sûreté de fonctionnement du système électrique.

<sup>6</sup> En pratique, les GRT opérant ce modèle contractualisent un niveau de capacité dépendant des niveaux historiques des déséquilibres du système dont ils ont la responsabilité.

- *Frequency Containment Reserve (FCR)* correspondant à la réserve primaire.

Les études menées par RTE pour étudier l'impact d'une réduction de la fenêtre opérationnelle tiennent compte de la standardisation des offres. L'étude se place à un horizon temporel pour lequel les plateformes de Replacement Reserve (RR) et de manual Frequency Restoration Reserve (mFRR) seront disponibles.

RTE considère trois grandes stratégies d'activation possibles, en fonction de l'utilisation de produits standard :

1. une stratégie proactive reposant sur l'utilisation des produits standards de RR, mFRR et aFRR,
2. une stratégie proactive reposant sur l'utilisation des produits standards de mFRR et aFRR,
3. une stratégie réactive reposant également sur l'utilisation des produits standards d'aFRR et de mFRR.

## 2.3 Analyse qualitative associés aux quatre scénarii retenus

### 2.3.1 Effet sur les marchés d'une réduction du délai de neutralisation

Une réduction du délai de neutralisation permettrait aux responsables d'équilibres de bénéficier d'un délai supplémentaire pour affiner leurs prévisions et réajuster l'équilibre de leur périmètre par la mobilisation de moyens disponibles dans leur portefeuille ou en réalisant des transactions sur les marchés intrajournaliers.

### 2.3.2 Changement de modèle de sûreté

Un changement de modèle de sûreté du modèle marge vers un modèle réserve, à délai de neutralisation inchangé, conduit à :

1. un surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume des réserves du système) du fait (1) d'une exclusivité des capacités contractualisées par le GRT et (2) d'une augmentation du niveau des réserves contractualisées par RTE.
2. une suppression des appels pour cause marge, du fait de la présence d'un niveau de réserves suffisant,
3. une baisse des coûts d'activation des capacités d'équilibrage, liée à l'augmentation d'offres contractualisées sur le mécanisme d'ajustement<sup>7</sup>,

#### Effet d'une réduction du délai de neutralisation sur le modèle de sûreté

Sur le modèle réserves, une réduction du délai de neutralisation a pour conséquence la nécessité de contractualiser des réserves dont le délai de mobilisation est compatible avec la nouvelle fenêtre opérationnelle. Ainsi, une réduction du délai de neutralisation s'accompagne d'une hausse du coût de contractualisation lié à la contractualisation de capacités de type mFRR plutôt que de type RR.

---

<sup>7</sup> Les offres d'ajustement contractualisées sont retirées du marché. Lorsque ces dernières sont hors marché, cela n'a pas d'incidence (ni sur le coût de fonctionnement, ni sur le coût de mise à disposition (0€/MW). Lorsqu'une capacité est effectivement retirée du marché (c'est-à-dire qu'elle perd une opportunité de marché), le prix variable de cette capacité est en général inférieur au prix de marché.

### 2.3.3 Stratégie d'équilibrage avec une réduction du délai de neutralisation

Une réduction du délai de neutralisation conduit à exclure les produits de RR des produits possibles pour l'équilibrage du système électrique par le GRT.

Ainsi, si le délai de neutralisation est réduit, les capacités disponibles pour équilibrer le système électrique seront uniquement les capacités de type mFRR, ce qui augmente le coût d'équilibrage du système électrique.

Lorsque la stratégie d'activation est de type réactive, les capacités utilisées pour résorber les déséquilibres sont prioritairement les capacités activables automatiquement (aFRR). Ces capacités sont majoritairement<sup>8</sup> issues de réserves « dans le marché », c'est-à-dire dont le prix variable est inférieur au prix de marché. Il en résulte une baisse des coûts d'activation par rapport aux stratégies d'équilibrage utilisant des produits manuels qui sont (1) majoritairement hors marché pour ce qui concerne les besoins à la hausse et (2) proche du prix de marché pour ce qui concerne les activations à la baisse.

### 2.3.4 Evolution des modalités de gestion des congestions

Une réduction du délai de neutralisation conduirait très probablement RTE à revoir les modalités de gestions des congestions.

En effet, les modalités actuelles permettent à RTE :

1. d'affiner les études de réseau en intégrant les modifications apportées par le marché IJ (échanges, programmes d'appels redéclarés) et confirmer les congestions détectées en amont ;
2. d'activer des capacités pour gérer des congestions
  - en amont de la fenêtre opérationnelle lorsque la dynamique des capacités permettant de lever une congestion le nécessite
  - dans la fenêtre opérationnelle, lorsque les capacités sont suffisamment flexibles ;
3. de bloquer les redéclarations de programmes d'appel lorsque les programmes d'appels sont susceptibles de générer des congestions. Dans ce cas, les responsables de programmation mettent en œuvre le programme demandé par RTE et l'écart entre le programme déclaré et le programme demandé par RTE constitue un ordre d'ajustement pour motif de congestion réseau.

---

<sup>8</sup> A l'heure actuelle, 100% des capacités de réserve secondaire sont issues de groupes de production dans le marché.

Sur ce dernier point, un délai de neutralisation d'une heure permet à RTE d'étudier et de bloquer les programmes d'appels conduisant à des congestions sur le réseau. Avec un délai de neutralisation de 30 minutes ou moins, RTE n'est plus en mesure de conduire des analyses de sécurité intégrant les redéclarations et de notifier les responsables de programmation suffisamment tôt pour « bloquer » les programmes d'appels<sup>9</sup>. De nouvelles modalités devraient être mises en œuvre pour gérer les congestions réseau et conduiraient à devoir prendre des hypothèses là où RTE prend aujourd'hui les décisions avec des hypothèses certaines.

Les études réalisées par RTE ne prennent pas en compte une éventuelle modification des modalités de gestion des congestions

### 2.3.5 Synthèse de l'analyse qualitative

En synthèse les différences entre les quatre scénarios sont les suivantes (en prenant le scénario 1 comme scénario de référence) :

	1	2	3	4
<b>Fonctionnement des marchés</b>			Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE	Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE
<b>Sûreté</b>		Suppression des appels pour cause marges  Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume)	Suppression des appels pour cause marges  Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume et contractualisation de mFRR au lieu de RR)	Suppression des appels pour cause marges  Surcoût de constitution des réserves (aFRR)  Suppression contractualisation RR
<b>Equilibrage</b>		Baisse des couts liés à l'augmentation des offres contractualisées	Baisse des couts liés à l'augmentation des offres contractualisées  Surcout d'activation dû à la perte des offres de RR	Baisse des couts d'activation lié à l'augmentation des offres contractualisées (et cout aFRR < mFRR)

<sup>9</sup> De nombreux moyens de productions nécessitent un préavis de l'ordre de 30 minutes

## 2.4 Résultat des études quantitatives

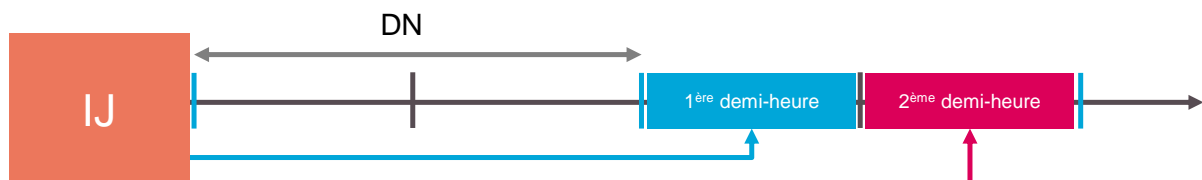
### 2.4.1 Amélioration de l'équilibrage des responsables d'équilibre à l'approche du temps réel

#### 2.4.1.1 Equilibrage demi-horaire des responsables d'équilibre

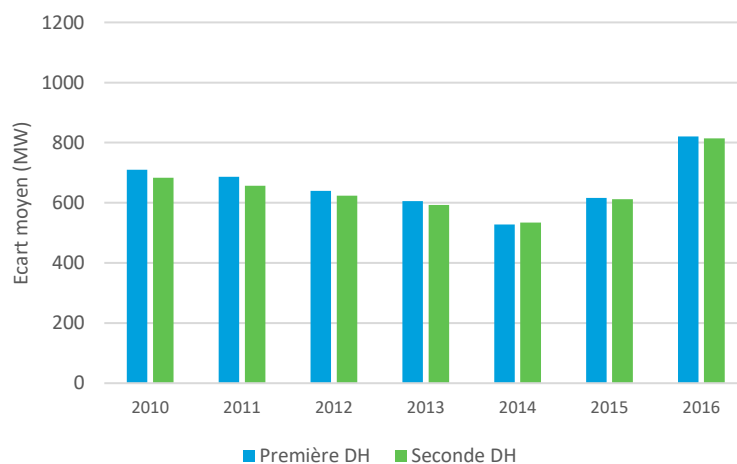
Pour évaluer la capacité des RE à bénéficier d'informations à l'approche du temps réel et à mieux équilibrer leurs périmètres d'équilibre, RTE a comparé les déséquilibres des responsables d'équilibre entre la première demi-heure et la seconde demi-heure d'un pas horaire sur les données historiques.

En effet, le fonctionnement actuel du marché permet aux responsables d'équilibre d'équilibrer leur portefeuille toutes les heures, avec une précision demi-horaire, en respectant un délai de neutralisation d'une heure. En conséquence, sur la première demi-heure d'une heure donnée, les responsables d'équilibre ont un délai de neutralisation (DN) d'une heure, alors que le délai de neutralisation pour la seconde demi-heure est en pratique de 1h30. Ainsi, les responsables d'équilibre sont susceptibles d'être mieux équilibrés sur la première demi-heure d'une heure donnée :

- du fait d'un délai de neutralisation plus faible,
- du fait que, lorsqu'un aléa survient, il affecte l'équilibre du responsable d'équilibre sur les deux pas demi-horaire ou uniquement sur le second pas demi-horaire d'une heure donnée.

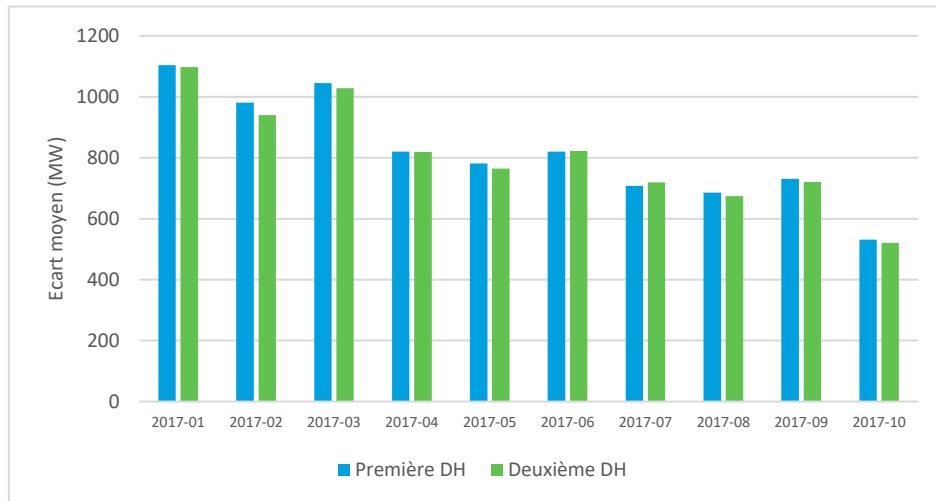


#### 2.4.1.2 Résultats



*Analyse des écarts des responsables d'équilibre entre la première et la seconde demi-heure d'un pas horaire pour les années 2010 à 2016*

Sur les données de 2010 à 2016, il n'apparaît pas que les responsables d'équilibre sont mieux équilibrés sur la première demi-heure comparativement à la seconde demi-heure.



*Analyse mensuelle de janvier à octobre 2017 des écarts des responsables d'équilibre entre la première et la seconde demi-heure d'un pas horaire*

Fin 2016, les échanges transfrontaliers ont été ouverts avec une précision demi-horaire et depuis le 1<sup>er</sup> avril 2017, le marché infra-journalier a été organisé. Ces évolutions de marché facilitent les échanges de produits demi-horaires. Un zoom a été effectué sur la période postérieure à ces évolutions : l'analyse sur l'année 2017 confirme les observations précédentes.

Sur la base de ces éléments, il n'apparaît pas que les responsables d'équilibre puissent actuellement tirer parti d'un abaissement de la durée du délai de neutralisation.

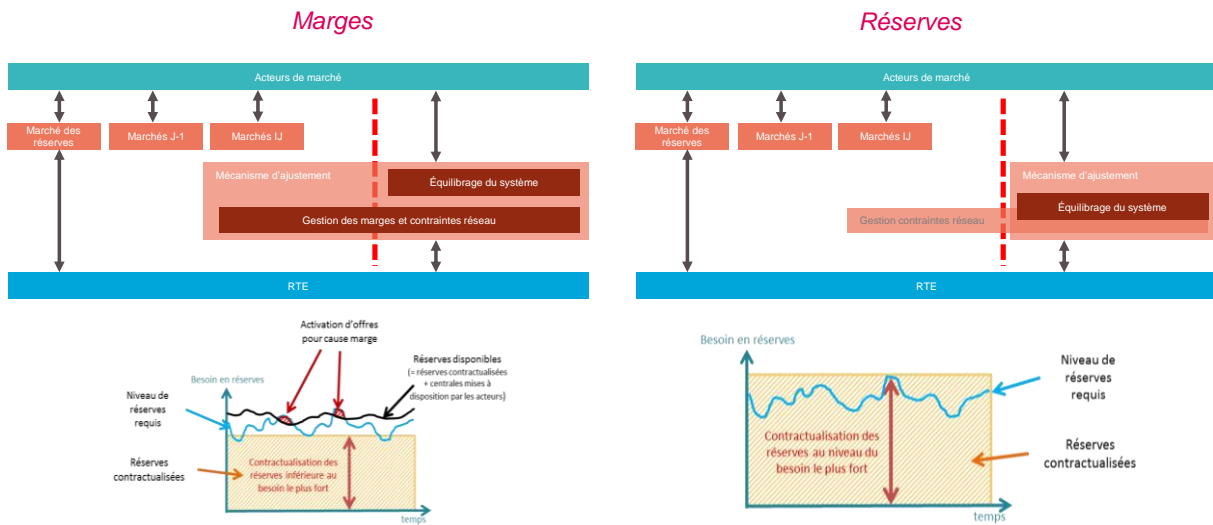
Cette étude montre également, qu'à l'heure actuelle, un passage à 48 guichets en France ne conduirait pas à un meilleur équilibrage des responsables d'équilibre.

## 2.4.2 Conséquences d'un changement de modèle de sûreté EOD

RTE a confié au cabinet Microéconomix la réalisation d'une étude permettant de quantifier les effets d'un changement de modèle de sûreté sur le fonctionnement du système électrique. Le modèle alternatif retenu est un modèle « réserve » dans lequel :

- RTE contractualise des réserves en amont du temps réel et ne recourt plus aux appels pour cause marge,
- le délai de neutralisation est égal à 1 heure et RTE conserve une stratégie d'équilibrage proactive du système,
- les réserves supplémentaires contractualisées sont de type réserve complémentaire (délai de mobilisation inférieur ou égal à 30 minutes),

- le niveau total de réserve est égal à 99,975%<sup>10</sup> des écarts constatés sur une année d'historique.



Comparaison qualitative entre les modèles de sûreté « marge » et « réserve »

Le cabinet Microéconomix a réalisé une étude quantitative sur la base d'une modélisation *agent based*, c'est-à-dire qui simule le comportement des acteurs dans un environnement de marché ou dans un autre.

Les simulations permettent de déterminer le dispatch final qui résulte de l'application du modèle marge ou du modèle réserve sur le système électrique français.

Le rapport d'étude est public et disponible à l'adresse : [XXXXXX](#).

Les résultats principaux sont les suivants :

	<b>Effet de la mise en place d'un modèle de sûreté réserves sur le système électrique français (par rapport aux résultats avec un modèle de sûreté marges)</b>
<b>Prix des réserves à la hausse</b>	Hausse (dont la valeur dépend des estimations de prix J-1 des acteurs)
<b>Prix des réserves à la baisse</b>	Aucun effet
<b>Prix J-1</b>	Hausse (1€/MWh en moyenne sur les semaines simulées)
<b>Prix des écarts lorsque le système est en écarts négatifs</b>	Baisse du prix des écarts (moins d'incitations à être équilibré)

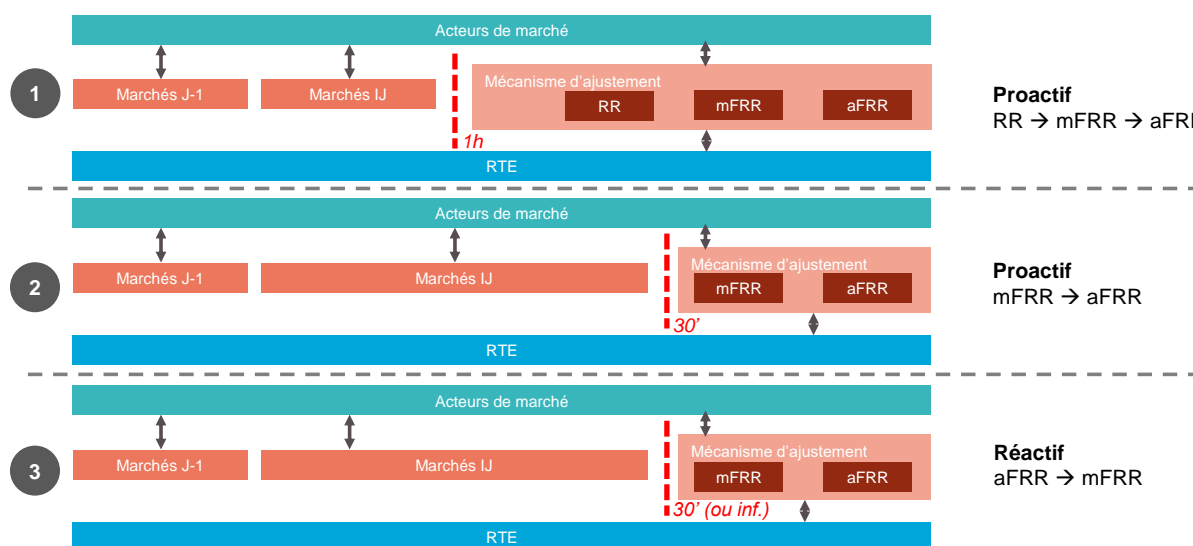
<sup>10</sup> Ce niveau correspond au dimensionnement des réserves en Allemagne. Il s'agit d'un niveau retenu dans ces études à des fins de comparaison des modèles. Ce dimensionnement conduit à contractualiser un volume supplémentaire par rapport au modèle actuel de 1800 MW de réserves à la hausse et de 3800 MW de réserves à la baisse.

<b>Prix des écarts lorsque le système est en écarts positifs</b>	Aucun effet net
<b>Coûts de production (et indirectement le surplus social)</b>	Hausse des coûts de production (530 000 € en moyenne sur les 8 semaines étudiées ≈ <b>30 M€/an</b> ) <sup>11</sup>

### 2.4.3 Stratégie d'équilibrage du système électrique sur le mécanisme d'ajustement

RTE a mené des études économiques concernant la stratégie d'équilibrage. Les hypothèses et modélisation sont détaillées en Annexe 1.

#### 2.4.3.1 Stratégie d'équilibrage étudiées



Trois stratégies d'équilibrage ont été étudiées par RTE.

#### (1) Stratégie proactive avec recours aux produits de RR, de mFRR et d'aFRR.

Cette stratégie consiste à anticiper les déséquilibres du système électrique et d'utiliser les produits de RR, puis de mFRR et enfin d'aFRR. Le recours aux produits de RR est demandé lorsqu'ils sont susceptibles d'être moins onéreux que les produits de mFRR.

Une fois l'échéance de recours aux produits de RR passée, la couverture du besoin d'équilibrage restant est réalisée par les produits de mFRR sous la forme d'une demande à tout prix. Cette stratégie minimise le recours à l'aFRR qui doit être contractualisée en amont.

C'est la stratégie utilisée par RTE à l'heure actuelle, en l'adaptant pour recourir aux produits standards.

#### (2) Stratégie proactive avec recours aux produits de mFRR et d'aFRR

<sup>11</sup> Au-delà des coûts de production, l'utilisation plus forte de centrales à charbon et CCG dans le modèle alternatif se reflète également dans les émissions de CO<sub>2</sub> : sur les huit semaines étudiées, celles-ci augmentent d'environ 60 % avec le passage à un modèle de sûreté alternatif.



Cette stratégie consiste à anticiper les déséquilibres du système électrique et à résorber ces déséquilibres avec des produits de mFRR. A l'approche du temps réel, les produits de mFRR sont demandés à tout prix pour couvrir ce déséquilibre prévisionnel. Cette stratégie minimise le recours à l'aFRR, qui doit être contractualisée en amont. La stratégie consiste donc à limiter au maximum le recours à l'aFRR.

### (3) Stratégie réactive avec utilisation d'aFRR et de mFRR

Cette stratégie consiste à compenser les écarts par une activation d'aFRR. Lorsque le niveau des écarts devient important et dépasse un seuil S, une activation de mFRR est décidée pour le pas 15 minutes suivant à un niveau permettant de revenir sous le seuil S.

Le seuil S est déterminé pour limiter le niveau d'aFRR contractualisé.

#### 2.4.3.2 *Comparaison des stratégies proactives*

Les stratégies proactives (1) et (2) sont comparées entre elles sur la base d'un modèle *agent-based* simulé sur la période allant de mai 2015 à décembre 2015. Les données utilisées sont :

- les offres d'ajustement disponibles sur le mécanisme d'ajustement,
- les offres d'ajustement activées en Espagne, Portugal, Pays Bas, Belgique, Allemagne & Luxembourg, qui peuvent être utilisées pour réaliser un netting des besoins<sup>12</sup>,
- les besoins d'équilibrage du système électrique vu de RTE immédiatement après le dernier guichet infrajournalier (H-1),
- les besoins d'équilibrage réel du système électrique, évalué à partir des activations manuelles effectuées par RTE.

Ainsi, le modèle de simulation développé par RTE intègre les étapes suivantes :

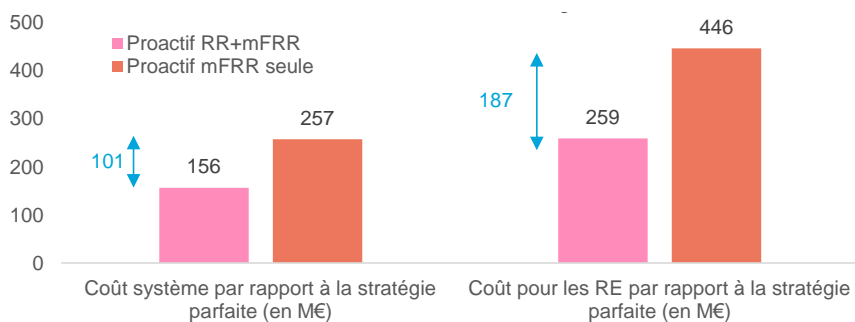
1. estimation des besoins prévisionnels d'équilibrage vu de H-1,
2. formulation à une plateforme de RR des besoins d'équilibrage basés sur la vision H-1 en estimant les futurs prix de produits de type mFRR sur la base de critères définis a priori,
3. simulation du clearing de la plateforme de RR sur l'heure [H ; H+1] en tenant compte des offres d'ajustement et des activations demandées par les autres GRT,
4. suite au fonctionnement de la plateforme de RR, mise à jour du besoin d'équilibrage est réalisée en tenant compte (i) de la mise à jour des besoins à l'approche de l'échéance et (ii) des activations déjà lancées,
5. le nouveau besoin est couvert à tout prix sur une plateforme de mFRR.

Les résultats des simulations montrent que la stratégie (1) utilisant les produits RR + mFRR est plus performante que la stratégie proactive utilisant uniquement de la mFRR - stratégie (2) -, et ceci :

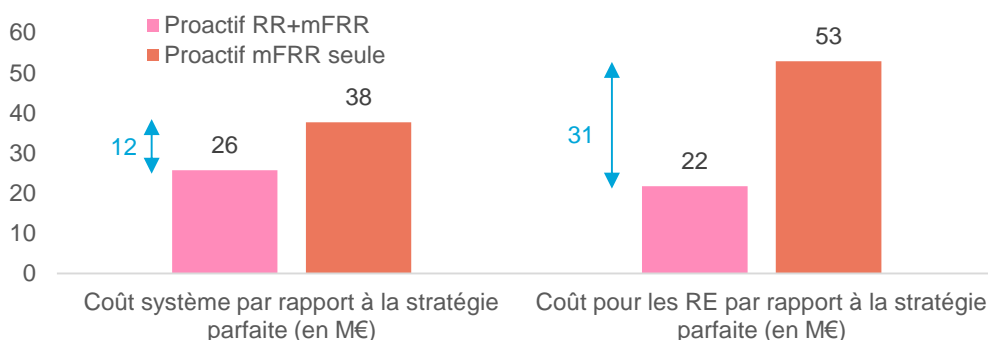
---

<sup>12</sup> Cette fonction sera implémentée au sein des plateformes de produits standard.

- à hauteur de 101 M€ dans un scénario de base français, où les offres du mécanisme d'ajustement sont redirigées sur les plateformes de mFRR ou de RR en fonction des conditions d'utilisation exprimées (DMO et DMin),
- à hauteur de 12 M€ dans une variante du système français « flexibilisé », dans lequel les offres du mécanisme d'ajustement sont redirigées sur les plateformes de mFRR ou de RR uniquement en fonction de la caractéristique du DMO (c'est-à-dire que les contraintes sur les durées d'activations ne sont pas prises en compte), ce qui permet de rediriger davantage de capacités sur la plateforme de mFRR.



Comparaison des stratégies proactives dans un scénario de base français



Comparaison des stratégies proactives dans un système français flexibilisé

### 2.4.3.3 Analyse de la stratégie réactive

Pour évaluer les coûts de la stratégie réactive (3), une simulation a été réalisée sur la base des écarts historiques constatés sur l'année 2015.

Plusieurs simulations du seuil S sont réalisées pour déterminer la stratégie minimisant le recours à l'aFRR (hausse + baisse). Le seuil S obtenu est de 1000 MW et conduit à un besoin de :

- 2600 MW de réserve secondaire à la hausse,
- 2900 MW de réserve secondaire à la baisse.

Le surcoût de contractualisation d'aFRR est d'environ 300 M€/an :

- sur la base d'un coût de perte d'opportunité de la filière nucléaire (20€/MW/heure),

- en tenant compte des volumes actuellement réservés par RTE (700 MW en moyenne, à la hausse et à la baisse).

Les gains sur l'activation des capacités d'équilibrage représentent entre 46 M€ et 56 M€ (selon que le coût d'activation de la filière est de 10€/MWh ou 20€/MWh).

## 2.5 Synthèse

Les études menées par RTE permettent de quantifier les différents effets d'un changement de modèle de fonctionnement à l'approche du temps réel.

Scénario	1	2	3	4
<b>Fonctionnement des marchés</b>			Amélioration potentielle de l'équilibrage des RE : <b>- 0 M€/an</b>	
<b>Sûreté</b>		Suppression des appels pour cause marges + Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume) + Baisse des couts liés à l'augmentation des offres contractualisées : <b>+ 30 M€/an</b>	Suppression des appels pour cause marges + Surcoût de constitution des réserves (augmentation du volume) + Baisse des couts liés à l'augmentation des offres contractualisées : <b>+ 30 M€/an</b>	Suppression des appels pour cause marges + Surcoût de constitution des réserves (aFRR) : <b>+300 M€/an</b> Suppression contractualisation RR : <b>- 2,5 M€/an</b>
<b>Equilibrage</b>			Contractualisation de mFRR au lieu de RR)	Baisse des couts d'activation lié à l'augmentation des offres contractualisées (et cout aFRR < mFRR) :

			<b>+ 2,5 à 15 M€/an</b> Surcout d'activation dû à la perte des offres de RR : <b>+ 101 M€</b> <b>+ 12 M€ dans un système flexibilisé</b>	<b>- 45 à 55 M€/an</b>
<b>Réseau</b>			Non évalué	Non évalué
<b>Total</b>	<b>0</b> <i>(scénario de référence)</i>	<b>+ 30 M€/an</b>	<b>+ 145 M€/an</b>	<b>+ 250 M€/an</b>

Les études réalisées par RTE montrent qu'une évolution en profondeur du design de marché français n'est pas nécessaire avec la déclinaison des lignes directrices pour l'équilibrage.

La mise en œuvre des plateformes de produits standard au niveau français devrait permettre de réaliser des gains, au bénéfice de la collectivité, en mutualisant les ressources d'équilibrage au niveau européen.

Dans le système électrique français et d'un point de vue économique, il reste pertinent avec la mise en œuvre des lignes directrices pour l'équilibrage, de maintenir un délai de neutralisation d'une heure, un modèle de sûreté basé sur la gestion des marges du système et un équilibrage proactif du système électrique.

Les résultats obtenus dans les analyses décrites ci-dessous dépendront in fine de l'architecture retenue pour les différentes plateformes d'échange de produits d'équilibrage qui seront mises en œuvre au niveau européen en application du règlement Electricity Balancing.

## **ANNEXE 1. DESCRIPTION DETAILLEE DES ETUDES CONCERNANT LA STRATEGIE D'EQUILIBRAGE**

### **1.1 Stratégie proactive**

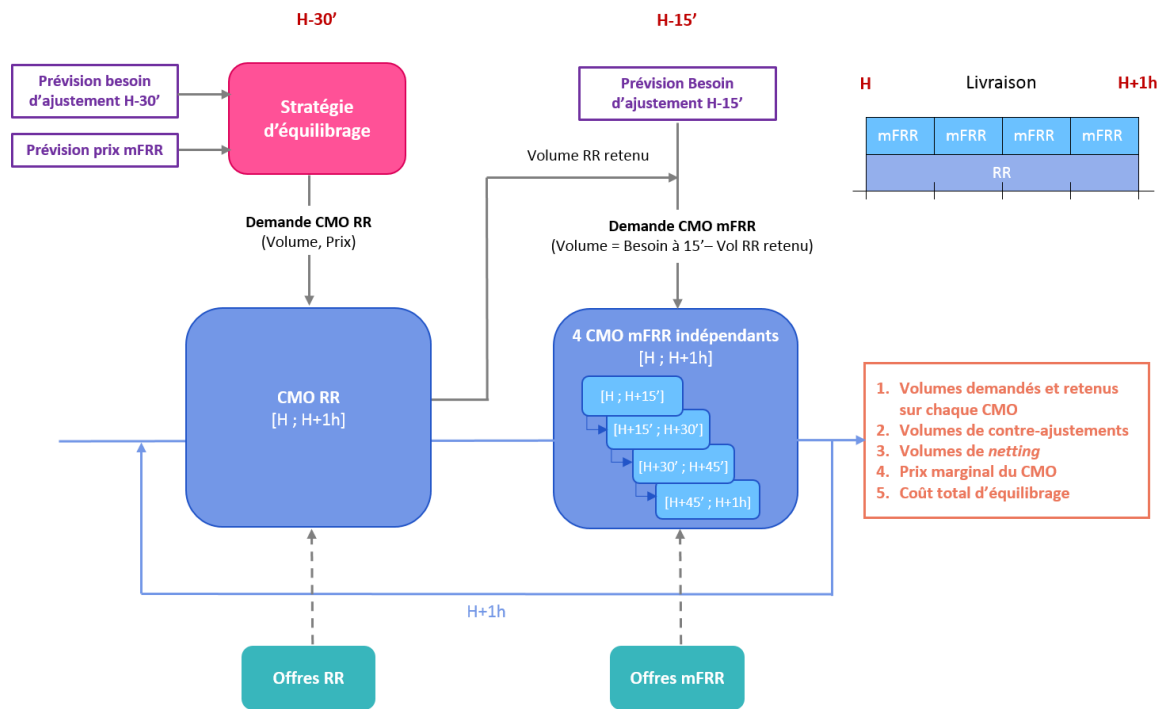
L'étude simule différentes stratégies d'équilibrage possibles pour RTE, en ce qui concerne l'utilisation des produits de RR et mFRR pour les actions d'équilibrage manuelles (on ne considère pas l'aFRR). L'objectif de l'étude est de quantifier le coût des différents modèles d'équilibrage et d'objectiver l'intérêt de la stratégie d'équilibrage propre à RTE.

L'arbitrage se fait entre l'utilisation de produits de RR et de mFRR activés de manière « programmée », compte tenu des volumes d'ajustements que le dispatcher est prêt à engager à une échéance supérieure à 30 minutes et de l'estimation des prix des différents produits à disposition.

Qualitativement, l'équilibrage de manière plus proactive permet de bénéficier d'offres moins coûteuses car ayant été appelées en anticipation (avec des produits de RR), mais peut conduire dans certaines situations à devoir faire des contre-ajustements à court-terme si le besoin a été mal anticipé. Ces stratégies sont compatibles uniquement avec un délai de neutralisation de 1 heure. A l'inverse, les stratégies moins proactives sont compatibles avec un délai de neutralisation plus court car elles résorbent les déséquilibres au dernier moment, ce qui permet de limiter les contre-ajustements, mais conduisent à solliciter des offres très flexibles dont les coûts peuvent être plus élevés.

### 1.1.1 Méthodologie

#### 1.1.1.1 Schéma de la stratégie d'équilibrage dans le cadre de l'étude



#### 1.1.1.2 Modélisation des CMOL et du clearing

Le *market design* modélisé dans l'étude est un design tel qu'il est actuellement envisagé après les mises en services des premières CMOL, constitué des CMOL suivantes :

- 1 guichet de RR par heure,
- 4 guichets indépendants de mFRR.

Les produits de RR et de mFRR ont les caractéristiques suivantes :

	DMO	DOmin	Nombre de guichets (CMOL) par jour
RR	30'	60'	24
mFRR	15'	15'	96

Pour une période donnée d'une heure, l'appel aux différentes fonctions sera le suivant :

CMOL activée	Période couverte par le CMOL
CMOL RR (H-30)	H → H+1
CMOL mFRR (H-15)	H → H+15min
CMOL mFRR (H)	H+15min → H+30min

CMOL mFRR (H+15)	H+30min → H+45min
CMOL mFRR (H+30)	H+45min → H+60min

La modélisation des CMOL correspond à l'implémentation d'un algorithme de clearing, visant à sélectionner les offres d'ajustements répondant aux demandes des GRT à moindre coût.

### 1.1.2 Données utilisées

L'étude est menée sur une période de 7 mois allant de mai 2015 à décembre 2015.

#### 1.1.2.1 Contenu des offres

Les offres contiennent les volumes et prix historiques. Deux variantes sont considérées quant à l'affectation des capacités qui présentent aujourd'hui une caractéristique de DMO à 15 minutes mais un DMin égal à 30 minutes (qui ne respectent donc pas les caractéristiques du produit mFRR qui impose un DMin 15 minutes) :

- Scénario de base : Sans modification de leur DMin, ces capacités sont offertes sur la RR,
- Variante « Système français flexibilisé » : Les capacités sont capables de faire évoluer leur DMin à 15 minutes et sont offertes comme produit de mFRR

#### 1.1.2.2 Offres MA sur la plate-forme de RR

Les offres sur la RR sont constituées des EDA de type :

- Thermique,
- Echangeur,

Hydraulique : Les offres hydrauliques sur la plate-forme de RR sont constituées :

- dans le scénario de base : de l'ensemble des offres de démarrage de groupes à DMO 30 minutes ou DMO 15 minutes et DMin 30 minutes
- Dans la variante « Système français flexibilisé » : de l'ensemble des offres de démarrage de groupes à DMO 30

#### 1.1.2.3 Offres MA sur la plate-forme de mFRR

Les offres sur la mFRR sont constituées des EDA de type :

- Effacement : Les offres d'effacement contiennent les volumes et prix historiques,
- Hydraulique : Les offres hydrauliques sur la plate-forme de mFRR sont constituées :
  - Dans le scénario de base : Elles sont générées par les possibles décalages de démarrage et d'arrêt des groupes des capacités à DMO 15 minutes (voir 1.1.2.4 pour la méthodologie de construction des offres)
  - Dans la variante « Système français flexibilisé » :
  - Elles sont générées par les possibles décalages de démarrage et d'arrêt des groupes et des capacités à DMO 15 minutes et par le démarrage de groupes à DMO 15 minutes

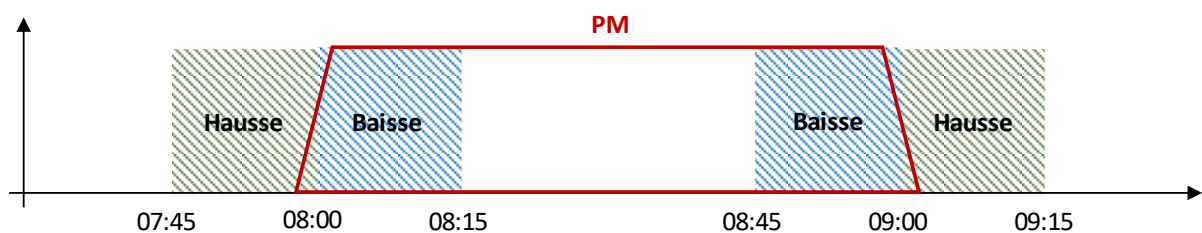
#### 1.1.2.4 Offres de décalage des démarrages et arrêt des groupes hydrauliques sur la mFRR

Les données utilisées pour calculer les offres hydrauliques sur la mFRR sont les programmes d'appel calculés au pas 30 minutes. Les volumes d'ajustements disponibles sont calculés de la manière

suivante :

- A chaque augmentation de la puissance d'un groupe au programme d'appel, on considère qu'un ajustement à la hausse est disponible sur le pas quart d'heure précédent (anticipation du démarrage) ou qu'un ajustement à la baisse est disponible sur le pas quart d'heure suivant (retard du démarrage). La puissance de l'ajustement est égale à l'écart de puissance au programme d'appel.
- A chaque diminution de la puissance d'un groupe au programme d'appel, on considère qu'un ajustement à la baisse est disponible sur le pas quart d'heure précédent (anticipation de l'arrêt) ou qu'un ajustement à la hausse est disponible sur le pas suivant (retard de l'arrêt). La puissance de l'ajustement est égale à l'écart de puissance au programme d'appel.

A chaque démarrage ou arrêt de groupe, seule une des deux offres (soit hausse, soit baisse) peut effectivement être activée.



On suppose que la programmation des groupes se fait au pas 15 minutes. Pour simuler cette situation, on suppose que lorsqu'un arrêt ou démarrage est identifié à un pas 30 minutes donné, la moitié de la puissance est en fait démarrée (ou arrêtée) sur le premier quart d'heure et l'autre moitié de la puissance sur le pas suivant.

L'évaluation est faite tous les pas quart d'heure et prend donc en compte la possibilité d'enchaîner plusieurs retards d'arrêt ou de démarrage.

### 1.1.2.5 Contenu de la demande d'équilibrage

#### Volume d'ajustement exprimé sur la plateforme de RR

Le volume est identifié par le dispatcher en amont de la sollicitation de RR. Le besoin d'ajustement 30 minutes est calculé à partir de la prévision de l'écart de bouclage issu de l'outil opérationnel de bouclage de RTE.

On définit  $V_{\text{certain}}(\alpha)$  le volume de besoin certain à un degré de confiance  $\alpha$  comme le volume de besoin fiable avec un degré de confiance  $\alpha$ . Ce besoin sera effectivement dépassé (c'est-à-dire que l'écart effectif du système sera plus important que ce volume de besoin certain avec un degré de confiance  $\alpha$ ) connaissant la prévision de l'écart de bouclage. Plus précisément :

Le volume de besoin certain à un degré  $\alpha$  est de même signe que la prévision d'écart de bouclage (ou nul) tel que :

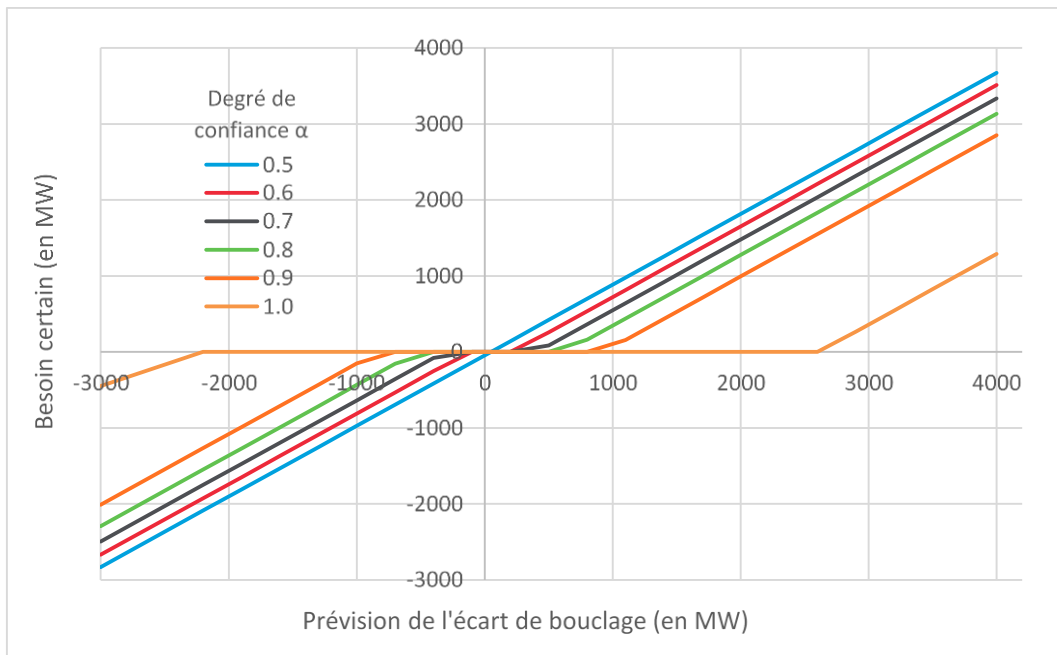
- Si la prévision d'écart de bouclage est positive :  

$$P(\text{Ecart effectif} > V_{\text{certain}}(\alpha) \mid \text{Prévision de l'écart de bouclage}) = \alpha$$
- Si la prévision d'écart de bouclage est négative :  

$$P(\text{Ecart effectif} < V_{\text{certain}}(\alpha) \mid \text{Prévision de l'écart de bouclage}) = \alpha$$



Le graphique ci-dessous représente le volume de besoin certain en fonction de la prévision de l'écart de bouclage de l'outil opérationnel pour différents degrés de confiance  $\alpha$ .



Pour cette étude, il est retenu comme besoin maximal exprimé à la plateforme de RR, le besoin d'ajustement 30 minutes issu de l'outil opérationnel (ie. degré de confiance 0.5).

#### Définition du prix maximum pour les besoins exprimés en RR

La définition des prix des RR pour la stratégie d'équilibrage consiste à adresser un besoin en MW et en prix maximum à la plateforme de RR pour :

- tenir compte du fait que le besoin exprimé n'a pas une espérance de réalisation de 100%,
- qu'il existe des produits de mFRR disponible après l'échéance de RR et qu'une stratégie d'attente peut être préférable.

Dans l'étude, le besoin d'ajustement 30 minutes est segmenté en cinq volumes, considérés comme plus ou moins certain (degré de confiance) et qui sont donc demandés à des prix différents à la plateforme de RR, pour tenir compte de la probabilité d'occurrence du besoin.

Dans le cas d'une tendance à la hausse (respectivement baisse), plus un besoin est considéré comme certain, plus RTE exprime un besoin sur les marchés de RR avec un prix élevé (respectivement faible). Le besoin le plus incertain est exprimé avec un prix plus faible (respectivement élevé) pour éventuellement ne pas être engagé immédiatement par le dispatcher, qui effectue un arbitrage avec les prochaines CMOL de mFRR.

Le besoin d'ajustement 30 minutes est segmenté en cinq volumes notés V1, V2, V3, V4 et V5, définis comme suit :

$$\text{Besoin d'ajustement 30 minutes} = V1 + V2 + V3 + V4 + V5$$

Avec :

$$V1 = V_{certain}(0.5) - V_{certain}(0.6)$$

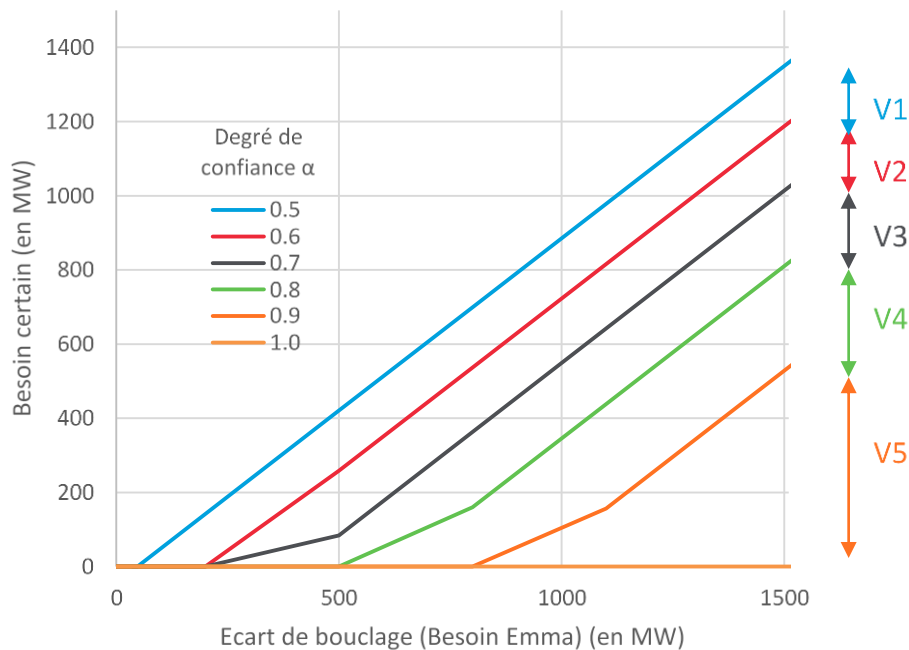
$$V2 = V_{certain}(0.6) - V_{certain}(0.7)$$

$$V3 = V_{certain}(0.7) - V_{certain}(0.8)$$

$$V4 = V_{certain}(0.8) - V_{certain}(0.9)$$

$$V5 = V_{certain}(0.9) - V_{certain}(1.0)$$

Les cinq volumes obtenus sont représentés sur le graphique ci-dessous (cas d'un ajustement à la hausse)



Le prix exprimé sur les marchés de RR doit refléter le prix des prochaines CMOL de mFRR, qui représentent l'alternative à l'utilisation de produit de RR pour un besoin d'équilibrage donné. Une stratégie parfaite consiste à exprimer un besoin d'ajustement 30 minutes au prix marginal du prochain CMO de mFRR : le dispatcher ferait alors une demande optimale conduisant à l'utilisation des produits de RR et de mFRR à un prix marginal égal. Le but de la stratégie d'équilibrage est donc de pricer le besoin de RR au plus près du prix marginal du prochain CMO de mFRR, prix marginal qui n'est pas connu au moment d'exprimer le besoin d'ajustement 30 minutes.

Le volume V5 est le besoin le plus certain et donc celui qui sera pricé avec le prix le plus élevé (car on est dans le cas d'un ajustement à la hausse). A l'inverse le volume V1 est le volume le plus incertain et il sera donc pricé avec le prix le plus faible.

Pour ce qui est de l'estimation de prix de la CMOL de mFRR, l'hypothèse retenue dans l'étude est que le PMA historique reflète le prix marginal de la CMOL de mFRR. Il est construit une estimation des spread entre les prix de marché (EPEX SPOT J-1) et les PMA, en fonction des volumes ajustés. On obtient alors des couples (volumes, spread PMA-EPEX), qui représentent la courbe de prix de mFRR qui sera utilisée pour l'étude.

Les valeurs de  $Spread_{Baisse}$  et  $Spread_{Hausse}$  selon le volume sont consignées dans le tableau suivant :

Volume d'ajustements activés – en valeur absolue (MW)	$Spread_{Baisse}$ (€/MWh)	$Spread_{Hausse}$ (€/MWh)
0 - 500	-6,78	13,43
500 - 1000	-12,17	21,32
1000 - 1500	-14,7	33,22
1500 - 2000	-16,72	49,32
2000 - 2500	-19,9	57,53

Les valeurs de Spread du tableau ci-dessus sont calculées sur les données historiques de l'année 2015 comme l'écart moyen entre le prix Spot et le Prix marginal d'ajustement en fonction de la tendance du système et du volume d'ajustements activés.

Chaque volume V1 à V5 est exprimé avec un prix qui dépend :

- du prix EPEX de l'heure concernée,
- du spread entre le prix EPEX et le PMA pour le volume concerné.

Le pricing des différents volumes est le suivant :

▪ **Cas d'une prévision du besoin d'ajustement à la hausse :**

$$Prix(V1) = EPEX + Spread_{Hausse}(0) \times 0,5 + Spread_{Baisse}(|V1 + V2 + V3 + V4 + V5|) \times 0,5$$

$$Prix(V2) = EPEX + Spread_{Hausse}(|V1|) \times 0,6 + Spread_{Baisse} \times (|V2 + V3 + V4 + V5|) \times 0,4$$

$$Prix(V3) = EPEX + Spread_{Hausse}(|V1 + V2|) \times 0,7 + Spread_{Baisse}(|V3 + V4 + V5|) \times 0,3$$

$$Prix(V4) = EPEX + Spread_{Hausse}(|V1 + V2 + V3|) \times 0,8 + Spread_{Baisse}(|V4 + V5|) \times 0,2$$

$$Prix(V5) = EPEX + Spread_{Hausse}(|V1 + V2 + V3 + V4|) \times 0,9 + Spread_{Baisse}(|V5|) \times 0,1$$

▪ **Cas d'une prévision du besoin d'ajustement à la baisse :**

$$Prix(V1) = EPEX + Spread_{Baisse}(0) \times 0,5 + Spread_{Hausse}(|V1 + V2 + V3 + V4 + V5|) \times 0,5$$

$$Prix(V2) = EPEX + Spread_{Baisse}(|V1|) \times 0,6 + Spread_{Hausse}(|V2 + V3 + V4 + V5|) \times 0,4$$

$$Prix(V3) = EPEX + Spread_{Baisse}(|V1 + V2|) \times 0,7 + Spread_{Hausse}(|V3 + V4 + V5|) \times 0,3$$

$$Prix(V4) = EPEX + Spread_{Baisse}(|V1 + V2 + V3|) \times 0,8 + Spread_{Hausse}(|V4 + V5|) \times 0,2$$

$$Prix(V5) = EPEX + Spread_{Baisse}(|V1 + V2 + V3 + V4|) \times 0,9 + Spread_{Hausse}(|V5|) \times 0,1$$

Besoin d'ajustement manuel 15 minutes

La prévision de besoin d'ajustement 15 minutes est construit à partir des historiques des activations

d'activations manuelles et de déséquilibres du système et demandé à tout prix.

Le volume demandé sur la CMOL de mFRR correspond au besoin d'ajustement 15 minutes auquel a été retranché le volume retenu sur CMOL de RR. Il est demandé à tout prix. Après cette étape, le volume d'ajustement manuel (moyenné 15 minutes) correspond aux ajustements manuels réalisés par RTE sur la période de l'étude.

#### 1.1.2.6 ***Demandes européennes***

Les demandes européennes contiennent les volumes et prix marginaux d'activation issus de données de la plateforme *Transparency* ENTSO-E. Elles sont prises en compte dans les CMOL seulement pour permettre le *netting* et simulent en partie les gains de performance d'équilibrage qui seront apportés par les plateformes de produits standard. Pour des raisons de simplicité, les ATC sont supposées infinies. Cette dernière hypothèse maximise les possibilités de *netting* et donc de performance des plateformes. Les données prises en compte sont :

- pour la CMOL de RR, elles tiennent compte des données relatives à l'Espagne et la Suisse
- pour la CMOL de mFRR, elles tiennent compte des données relatives à l'Espagne, le Portugal, les Pays-Bas, la Belgique et l'Allemagne et le Luxembourg.

#### 1.1.3 **Description des stratégies étudiées**

Deux stratégies d'équilibrage sont analysées dans deux variantes différentes :

- Stratégie « Proactive RR + mFRR » avec le cas de base,
- Stratégie « Proactive RR + mFRR » avec la variante système français flexibilisé,
- Stratégie « Proactive mFRR seule » avec le cas de base,
- Stratégie « Proactive mFRR seule » avec la variante système français flexibilisé.

Un équilibrage « optimal omniscient » est également simulé et sert de référence (équilibrage parfait) pour les comparaisons des performances entre les différents scénarios.

##### 1.1.3.1 ***Stratégies « Proactive RR + mFRR »***

L'arbitrage entre produits de RR et de mFRR vise à déterminer quelle part du besoin prévisionnel couvrir sur la CMOL de RR, et jusqu'à quel prix, le reste (besoin mis à jour et non couvert) devant ensuite être couvert sur la CMOL de mFRR à tout prix.

##### 1.1.3.2 ***Stratégies « Proactive mFRR seule »***

Dans la stratégie mFRR seule, RTE a seulement accès aux offres de mFRR.

##### 1.1.3.3 ***Equilibrage optimal omniscient***

L'équilibrage « optimal omniscient » représente un point de comparaison avec les autres stratégies : il correspond à une situation où le GRT aurait une vision parfaite, dès le CMO de RR, du besoin d'équilibrage à venir et des offres à disposition sur les CMOL de mFRR ultérieures. Le GRT réalise donc une répartition parfaite entre les produits standards de RR et de mFRR, sans aucun contre-ajustement. Cette situation n'est évidemment pas réalisée et apporte donc un minorant du coût total des différentes stratégies d'équilibrage.

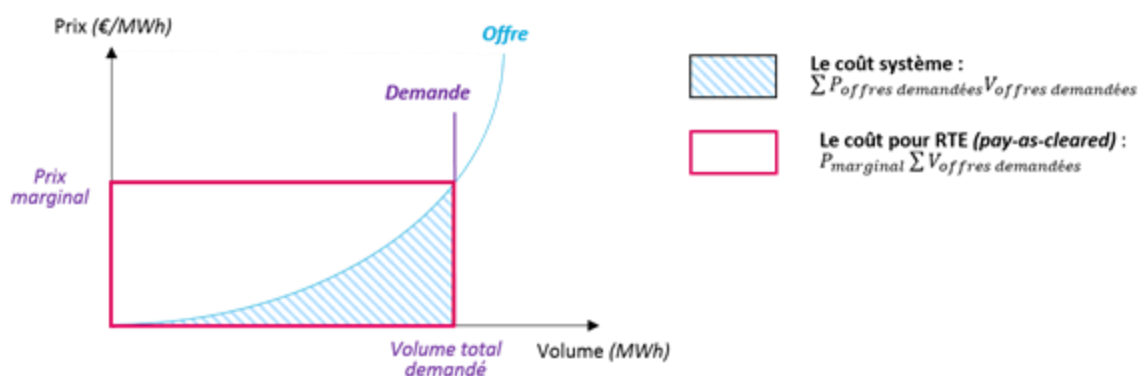
En pratique, pour simuler la situation d'équilibrage omniscient, la CMOL de RR a été supprimée et toutes les offres de RR et mFRR ont été déposées sur la CMOL de mFRR. Les offres de RR sont mises au pas 15 minutes, ce qui conduit également à négliger les contraintes de D<sub>omin</sub> des capacités de RR.

### 1.1.4 Critères de comparaison économiques des stratégies d'équilibrage

- Prix marginal des CMOL de mFRR et RR
- Coût total d'équilibrage

Les stratégies sont comparées quantitativement sur la base de leur coût. On définit deux coûts :

- Le coût système
- Le coût pour les RE



Dans le cas particulier où tout le volume demandé sur un CMO n'a pas pu être entièrement activé du fait d'un manque d'offre disponible, le volume manquant est supposé pouvoir être obtenu au prix marginal de la dernière offre proposée sur la CMOL. En pratique, cette situation peut apparaître sur le CMO de mFRR (en particulier dans la stratégie mFRR seule) du fait d'un manque de ce type d'offres.

## 2.5.1 Limites de la modélisation

### 1.1.4.1 Hypothèses sur la coordination des CMOL

Il est supposé qu'il n'est pas possible de réaliser un déversement d'offres d'une CMOL sur l'autre (pour les offres d'ajustement qui satisfont aux critères de différentes CMOL) lorsqu'une offre n'est pas retenue à l'issue d'une CMOL. Les offreurs de flexibilités de mFRR doivent choisir ex-ante sur quelle CMOL ils offrent leur flexibilité. Dans le cadre de l'étude, les offres de mFRR seront déposées directement sur la CMOL de mFRR.

Ce choix de modélisation est nécessaire pour tenir compte de la situation où une capacité est offerte en mFRR sur le 4<sup>e</sup> quart d'heure d'une heure H donnée et souhaite offrir une offre de RR sur l'heure H+1. Or, les ordres d'activations pour la mFRR pour le 4<sup>e</sup> quart d'heure ne sont connus qu'à H+30, heure à laquelle sont déjà déposées et activées les offres de RR. Pour cette situation, les offres de RR devraient donc tenir compte d'activations qui n'ont pas encore été décidées sur la CMOL de mFRR du 4<sup>e</sup> quart d'heure de l'heure H.

### 1.1.4.2 Formulation des offres en pay-as-cleared

Les données de prix utilisées ont été formulées dans un système de rémunération en *pay-as-bid* (actuellement en vigueur en France) alors que les CMOL sont supposées être en *pay-as-cleared*. En

pratique, le changement de mode de rémunération des offres devrait modifier la manière dont les acteurs définissent le prix de leurs offres.

### 1.1.4.3 *Stratégie des autres pays européens*

Les demandes d'ajustement des autres pays européens sur les CMOL de RR et mFRR, utilisées pour évaluer les gains liés au netting au sein des CMOL correspondent aux demandes historiques. En pratique la mise en œuvre des CMOL pourrait amener les autres pays européens à eux aussi modifier leur stratégie d'équilibrage et notamment l'arbitrage entre les différents produits d'équilibrage. Cet effet est négligé dans le cadre de l'étude.

### 1.1.4.4 *Extrapolation des résultats sur une année*

Compte tenu des données à disposition de RTE, notamment concernant les données de bouclage vu de H-1, l'étude est menée sur 7 mois de données, mais une extrapolation permet de présenter les résultats sur une année.

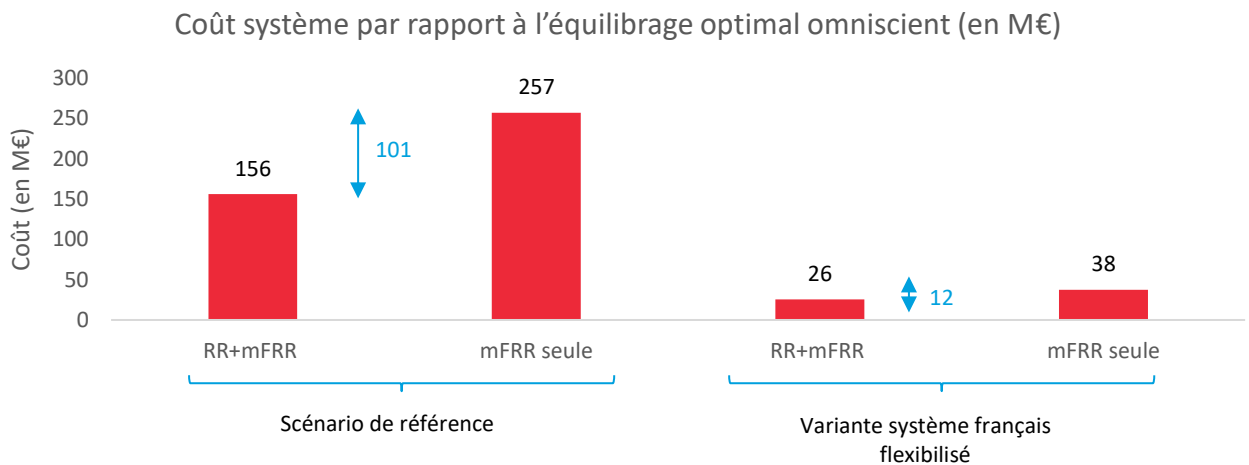
## 1.1.5 Résultats

### 1.1.5.1 *Comparaison des différentes stratégies*

Les stratégies sont comparées par rapport à l'équilibrage « optimal omniscient ».

- **En termes de coût système :**

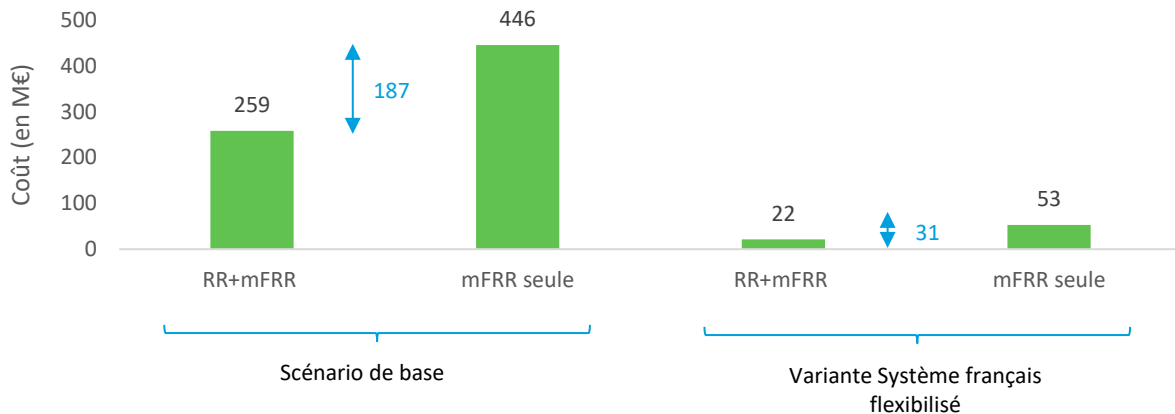
- Pour le scénario de référence : il y a un surcoût de 101 M€/an à ne pas utiliser la RR
- Pour la variante Système français flexibilisé : il y a un surcoût de 12 M€/an à ne pas utiliser la RR



- **En termes de coût pour les responsables d'équilibre :**

- Pour le scénario de référence : il y a un surcoût de 187 M€ à ne pas utiliser la RR
- Pour la variante Système électrique flexibilisé : il y a un surcoût de 31 M€ à ne pas utiliser la RR

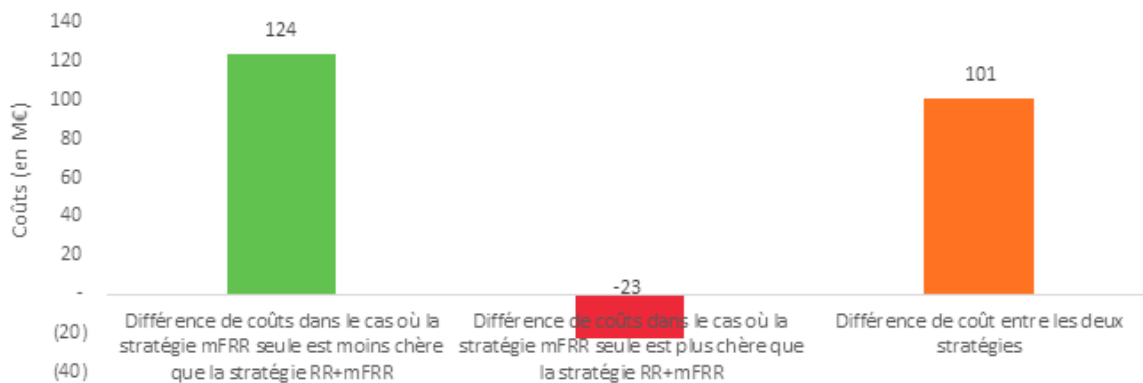
Coût pour les RE par rapport à l'équilibrage optimal omniscient (en M€)



1.1.5.2 **Analyse des stratégies dans le scénario de base**

D'après le paragraphe précédent, en termes de coût système, il y a un surcoût de 101 M€ à ne pas utiliser la RR. Il est possible d'interpréter cette différence en séparant les pas de temps où la stratégie « mFRR seule » est plus chère que la stratégie « RR + mFRR » des pas de temps où la stratégie « mFRR seule » est moins chère que la stratégie « RR + mFRR »<sup>13</sup>.

- Sur les pas de temps où la stratégie « mFRR seule » est plus chère que la stratégie « RR+mFRR », la différence de coût système entre la stratégie « RR + mFRR » et la stratégie « mFRR seule » est de 124 M€.
- Sur les pas de temps où la stratégie « mFRR seule » est moins chère que la stratégie « RR+mFRR », la différence de coût système entre la stratégie « RR + mFRR » et la stratégie « mFRR seule » est de - 23 M€.



*Analyse de la différence de coûts des stratégies « RR+mFRR » et « mFRR seule » dans le scénario de base*

Ces 23 M€ viennent dégrader la différence de coûts de 124 M€ pour finalement aboutir à une différence de 101 M€.

<sup>13</sup> Ces situations apparaissent lorsque RTE a besoin de réaliser un contre-ajustement ou que la RR a été activé à un prix trop élevé.

### 1.1.5.3 Analyse du niveau de recours à la RR

On se place dans le cas de la stratégie « RR + mFRR » avec le scénario de base. Il est possible de classer les pas de temps selon différents critères qualitatifs listés dans le tableau ci-dessous.

Dans 89% des cas, la RR et la mFRR sont dans le même sens, c'est-à-dire que la vision de la tendance vue par RTE en H-1 est confirmée.

Seule la dernière situation (en bas à droite) correspond à une mauvaise prévision du sens du besoin d'ajustement par RTE (5,5% des cas).

Dans 32% (=5,8+26,5) des situations, RTE a activé trop de RR par rapport à l'équilibrage optimal.

Dans 55% (=29,2+25,8) des situations, RTE a activé des offres de RR en volume insuffisant.

		<i>Trop agressif en H-30</i>	<i>Stratégie parfaite</i>	<i>Trop conservatif en H-30</i>
RR et mFRR de même sens	Tendance baisse	Pmarg RR < Pmarg mFRR 5,8 % 	Pmarg RR = Pmarg mFRR 0,3% 	Pmarg RR > Pmarg mFRR 29,2 % 
	Tendance hausse	Pmarg RR > Pmarg mFRR 0 	Pmarg RR = Pmarg mFRR 0 	Pmarg RR > Pmarg mFRR 0 
		<i>Trop agressif ++ en volume</i>		<i>Trop agressif en volume</i>

11 %

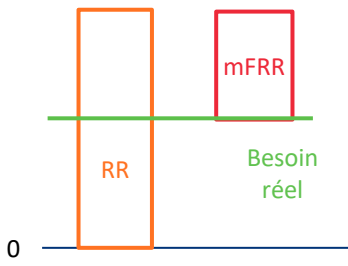


RR et mFRR de sens opposés

11 %

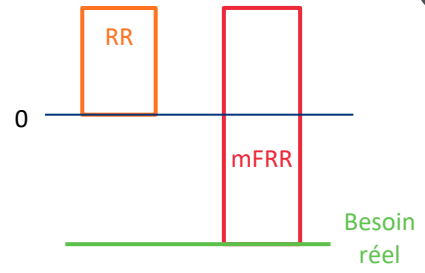
$$|V_{RR}| > |V_{mFRR}|$$

5,9 %



$$|V_{RR}| < |V_{mFRR}|$$

5,5 %



## 1.2 Stratégie réactive

### 1.2.1 Evaluation des besoins en contractualisation de réserve secondaire

L'analyse est basée sur une activation des réserves en fonction de l'ACE Open Loop Historique (écart du système en prenant en compte l'écart de réglage, la réserve secondaire activée et des ajustements manuels), au pas 5 minutes et sur l'année 2015.

La stratégie d'activation consiste, lorsque l'ACE Open Loop dépasse un Seuil= X MW, de réaliser une activation de mFRR à hauteur de la différence entre l'ACE et le seuil de X MW sur le pas 15 minutes suivant. Le reste de l'écart est activé instantanément par l'aFRR (on considère un délai d'activation de 0 secondes, par simplification).

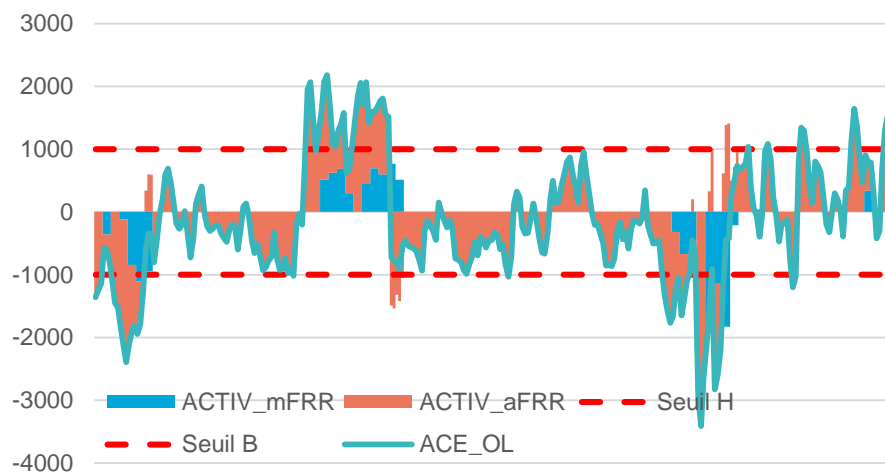


Illustration de la stratégie d'activation réactive

Le seuil de déclenchement d'une activation de mFRR est calé afin de minimiser le dimensionnement d'aFRR.

Valeur du seuil de déclenchement (MW)	Volume aFRR Hausse (MW)	Volume aFRR Baisse (MW)
600	2908	-2916
700	2830	-2903
800	2792	-2900
900	2745	-2903
1000	2686	-2913
1100	2653	-2972
1200	2683	-3018
1300	2692	-3077
1400	2692	-3134
1500	2697	-3146

Avec un seuil de 1000 MW, le dimensionnement aFRR (99,975e centile du déséquilibre après utilisation de mFRR) correspond à environ :

- 2600 MW d'aFRR à la hausse,
- 2900 MW d'aFRR à la baisse.

Le surcoût de contractualisation d'aFRR par rapport à la situation actuelle (aujourd'hui : environ 700 MW de aFRR à la hausse et à la baisse) est évalué en prenant en compte une valorisation de la perte d'opportunité de la filière nucléaire (Spot-cv ~ 20 €/MW/h), ce qui correspond à l'état des capacités aptes et disponibles à fournir de la réserve secondaire.

### 1.2.2 Evaluation des gains liés à la baisse des coûts d'activation d'équilibrage

Pour évaluer les gains en termes d'activation de capacités d'ajustement, RTE a comparé le cout :

- Des activations manuelles réalisées sur l'année 2015 pour équilibrer le système électrique, basé sur le prix des offres sur le MA et les volumes d'énergie activé,
- des volumes activés manuellement pour équilibrer le système électrique sur l'année 2015, auquel un prix de 10€/MWh ou 20 €/MWh est appliqué.

La différence entre ces deux coûts représente un majorant<sup>14</sup> du gain qui serait réalisé sur le prix de l'énergie d'équilibrage si RTE recourrait à une stratégie réactive.

Cette différence est de 46 M€ (avec un cout variable de 10€/MWh) à 56M€ (avec un cout variable de 20€/MWh).

Le gain est d'autant plus important que le coût variable est élevé, car le système électrique est davantage à la baisse qu'à la hausse.

---

<sup>14</sup> Les activations de mFRR existant dans la stratégie d'équilibrage réactive sont en effet comptabilisées au cout de l'aFRR dans cette estimation.