Annexe 2
Textes européens structurants

A.1 LE RÈGLEMENT *CAPACITY ALLOCATION AND CONGESTION MANAGEMENT*

Le règlement CACM, entré en vigueur le 14 août 2015, concerne principalement les règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion transfrontalière aux acteurs de marché, ainsi que l'architecture cible pour les marchés journaliers et infrajournaliers. Il pose notamment les principes d'un calcul des capacités d'interconnexions transfrontalières selon une méthodologie « *flow-based* » permettant de maximiser les capacités de transit mises à la disposition des marchés pour les échanges commerciaux. Il définit également une architecture cible pour les marchés journalier et infrajournalier intégrant le couplage des carnets d'ordre des différents opérateurs de marché.

Concernant plus spécifiquement l'équilibrage du système électrique, le règlement CACM contient un élément clé : les échanges sur le marché infrajournalier européen peuvent se dérouler *a minima* jusqu'à une heure avant le temps réel (c'est-à-dire que l'infrajournalier peut être clos une heure avant le temps réel, mais pas avant). L'intérêt de rapprocher les guichets européens infrajournaliers du temps réel est de permettre une allocation optimale[50] des flexibilités entre responsables d'équilibre (ci-après « RE ») à la maille européenne. Les RE disposeront, par exemple, d'informations plus fines (données météorologiques) sur la prévision de production d'énergie renouvelable, sur l'état de leur parc de production (déclenchement éventuel de groupes) à ces échéances. Pour autant, cela ne signifie pas que les RE doivent pouvoir s'équilibrer jusqu'au temps réel.

Le règlement CACM contient un élément essentiel pour l'équilibrage du système électrique : il précise que les échanges sur le marché infrajournalier transfrontalier doivent pouvoir se dérouler *a minima* jusqu'à une heure avant le temps réel.

A.2 LE RÈGLEMENT *ELECTRICITY TRANSMISSION SYSTEM OPÉRATION*

Le règlement *Electricity transmission system operation* a pour objet de définir les règles et processus applicables aux gestionnaires de réseau et utilisateurs du réseau permettant de garantir la sûreté du système électrique européen. Plus précisément, il :

- décrit les principes permettant de garantir la sûreté d'exploitation du système électrique européen ;
- détermine les méthodologies communes permettant d'avoir une analyse coordonnée à la maille européenne de (i) l'adéquation entre offre et demande et (ii) de la sûreté d'exploitation du système électrique ;
- établit les règles permettant de garantir une planification coordonnée et optimisée des indisponibilités des ouvrages ;
- établit les rôles et responsabilités des gestionnaires de réseau et utilisateurs de réseaux dans le dispositif de planification et de programmation et définit les données qui doivent être échangées entre ces derniers ;
- décrit et qualifie les différents types de réserves de puissance utilisées pour assurer l'équilibre du système électrique ;
- établit les exigences minimales à respecter par les GRT européens en matière de tenue de la fréquence et de réserves de puissance contractualisées ;

50. Ce point est détaillé dans le chapitre 6 du livre vert

Le règlement *Electricity transmission system operation* est la réunion de trois codes de réseau européens : le code *Operational Security* (code OS), le code *Operational Planning and Scheduling* (code OPS) et le code *Load Frequency Control and Reserves* (code LFCR). Il a été approuvé par les États membres en mai 2016.

A.2.1 Dispositif de programmation

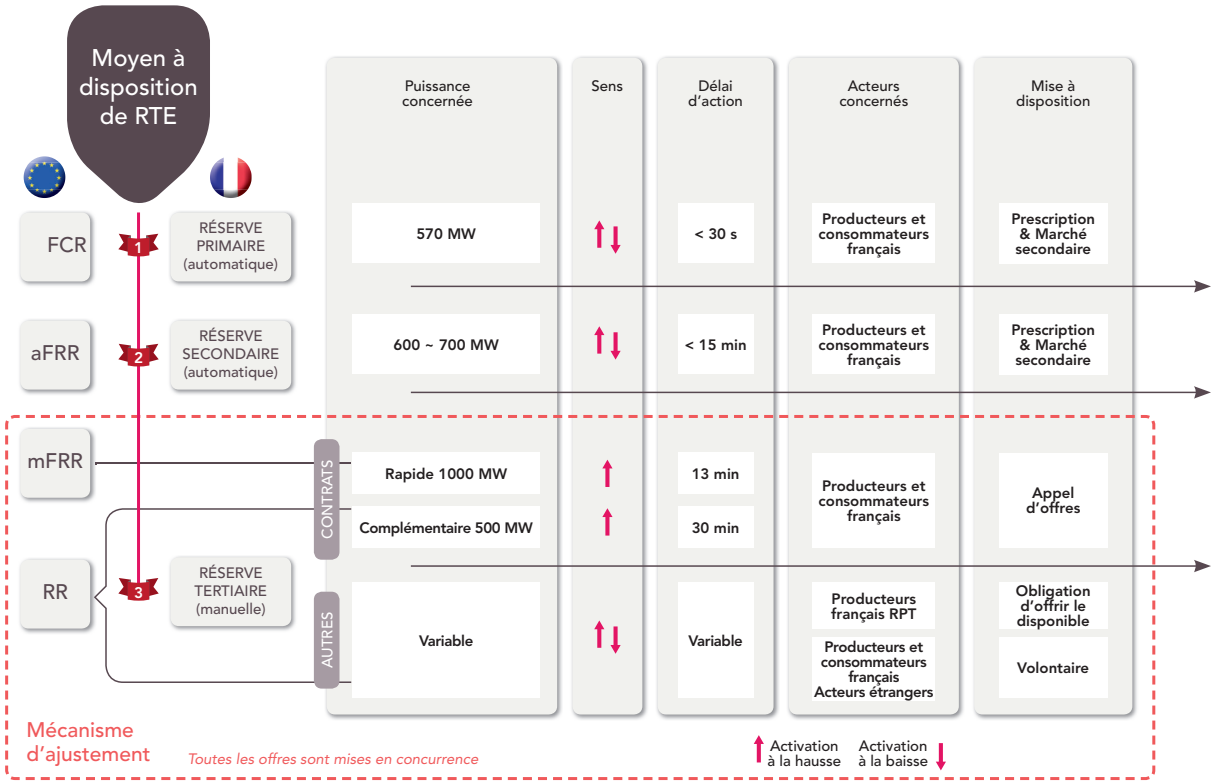
Le règlement *Electricity transmission system operation* affirme l'importance du dispositif de programmation pour le bon fonctionnement du système électrique européen. Il introduit une exigence :

- pour l'ensemble des producteurs à fournir au GRT et le cas échéant au GRD de raccordement leurs programmes d'appel, ainsi que leurs prévisions d'indisponibilités ;
- pour l'ensemble des consommateurs raccordés au réseau public de transport à fournir au GRT leurs prévisions de consommation, ainsi que leurs prévisions d'effacement.

A.2.2 Définition de trois types de réserves

Pour l'équilibrage du système électrique, RTE utilise aujourd'hui les réserves suivantes : (i) la réserve primaire, (ii) la réserve secondaire[51], et (iii) la réserve tertiaire (les réserves rapide et complémentaire). Le règlement *Electricity transmission system operation* ne modifie ni la séquence ni la dynamique d'activation des réserves actuellement utilisées : la réserve primaire est mobilisée à la maille de la zone européenne synchrone en quelques secondes, elle permet de stopper la dérive de la fréquence en cas de déséquilibre entre les injections et les soutirages sur le réseau interconnecté ; la réserve secondaire fréquence puissance est activée en quelques minutes à l'échelle d'une zone de réglage, elle permet de rétablir la fréquence à sa valeur de référence (50 Hz), et le solde des échanges entre pays à sa valeur programmée ; la réserve tertiaire est sollicitée en quelques minutes pour reconstituer les réserves automatiques.

Figure 51 – Description des caractéristiques des réserves



51. Les réserves primaire et secondaire font partie des services système fournis par les acteurs de marché au système électrique.

Le règlement *Electricity transmission system operation* vient préciser les conditions d'activation et les exigences s'appliquant à chaque GRT et aux acteurs de marché en matière d'équilibrage du système électrique. Il fait également évoluer la dénomination des réserves.

Définition des réserves issues du règlement *Electricity transmission system operation*

« *Frequency Containment Reserve* ou FCR » pour qualifier la réserve primaire, ainsi définie comme une réserve permettant de contenir l'écart de fréquence.

« *Frequency Restoration Reserve* ou FRR » pour qualifier la réserve secondaire et la réserve rapide, permettant toutes les deux de restaurer la fréquence (après un aléa) dans un délai court. Le règlement *Electricity transmission system operation* distingue la FRR activée de manière automatique, dénommée aFRR, de celle activée de manière manuelle, dénommée mFRR.

« *Replacement Reserve* ou RR » pour qualifier la réserve complémentaire et le reste de la réserve tertiaire. Ce dernier type de réserve étant sollicité pour reconstituer la réserve rapide préalablement mobilisée.

A.2.3 Exigence de restauration de la fréquence en moins de 15 minutes

Le règlement *Electricity transmission system operation* établit des objectifs quantifiés de tenue de la fréquence tant en termes d'écart autour d'une fréquence de référence (50 Hz) que de temps passé en dehors des plages acceptables prédéfinies. Parmi ces éléments, le délai pour restaurer la fréquence de référence (« *Time to Restore Frequency* »), égal à 15 minutes, est particulièrement dimensionnant. Chaque GRT dispose ainsi, après la survenue d'un aléa, d'au plus 15 minutes pour rétablir l'équilibre de la zone de réglage. Cette exigence n'est pas une nouveauté (elle était préalablement contenue dans le « *Continental Europe Operation Handbook*[52] ») mais possède désormais un statut réglementaire. Les réserves permettant à chaque GRT de respecter cette exigence, c'est-à-dire celles dont le délai de mobilisation est inférieur ou égal à 15 minutes, reçoivent l'attribut de « *Frequency Restoration Reserves* ».

A.2.4 Cadre réglementaire permettant l'échange et le partage de réserves

Le règlement *Electricity transmission system operation* fixe un cadre permettant l'échange de réserves entre pays.

Ce cadre peut être résumé en deux parties :

- la première partie concerne l'activation de réserves par un GRT en-dehors de sa zone de réglage. Déjà en œuvre aujourd'hui en France *via* des mécanismes comme BALIT (Balancing Inter TSOs) ou l'activation d'offres d'ajustement à partir d'entités d'ajustement dites « points d'échanges », ce principe permet à des GRT de plusieurs zones de réglage de mettre en commun leurs offres d'ajustement. Cette mise en commun permet d'optimiser l'activation des réserves et de stimuler la concurrence entre acteurs. L'activation de réserves par un GRT en-dehors de sa zone de réglage doit respecter les règles d'exploitation élémentaires telles que les contraintes de flux entre zones ;
- la seconde partie concerne la constitution d'un volume garanti de réserves par un GRT sur une zone géographique plus vaste que sa zone de réglage, sous la forme, par exemple, d'un appel d'offres transfrontalier. Cela permet aux GRT de minimiser le coût de constitution de leurs réserves. Pour autant, cette possibilité est conditionnée à la réservation d'une capacité d'interconnexion suffisante et à la constitution d'un volume minimal de réserves dans chaque zone de réglage indépendamment du prix des réserves. Ce volume minimal permet de s'assurer qu'un stock local est toujours disponible même en cas d'incident de grande ampleur pouvant conduire à la scission de la zone synchrone en sous-ensembles autonomes (réseaux séparés).

Pour autant, le règlement *Electricity transmission system operation* n'impose pas le partage ou l'échange de réserves. Il définit uniquement le cadre réglementaire permettant la mise en œuvre de ces échanges dans des conditions techniques satisfaisantes.

52. Policy 1 : Load-Frequency Control, Article B-S2.1

Le règlement *Electricity transmission system operation* contient quatre éléments clés pour l'équilibrage du système électrique : il affirme l'importance du dispositif de programmation, mentionne l'usage de trois types de réserves (FCR, FRR, RR), rappelle l'exigence de restauration de la fréquence en moins de 15 minutes et définit le cadre réglementaire permettant l'échange et le partage de réserves.

A.3 LE RÈGLEMENT *ELECTRICITY BALANCING*

Le projet de règlement EB définit les règles indispensables à la mise en place d'un marché d'ajustement européen. Il doit permettre une mise en concurrence des acteurs de marché à une échelle européenne par une harmonisation des différentes règles existantes et cela de l'accès au marché d'ajustement jusqu'à la valorisation du service rendu. Parmi les principes fondateurs, on retrouve la séparation temporelle entre les actions des RE et du GRT pour l'équilibrage du système électrique, la mise en place de plateformes communes pour partager les offres d'ajustement à une maille européenne ainsi que la nécessité pour ces offres d'ajustement d'être comparables entre elles indépendamment de leur origine en respectant un format standardisé.

L'harmonisation des différentes modalités requises dans le règlement EB se fera progressivement, le calendrier étant séquencé en fonction des différents types de réserves considérés (RR, mFRR, puis aFRR)[53].

A.3.1 Rôles et responsabilités (BSP, BRP, TSO)

Les rôles et responsabilités détaillés dans le règlement EB sont proches de ceux existant dans les règles actuelles du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre.

Le règlement EB prévoit que :

- les RE ou «*Balancing Responsible Parties*» (BRP) sont financièrement responsables des écarts en énergie qui leur sont attribués par le GRT pour chaque pas de règlement des écarts ;
- les fournisseurs de services d'ajustement ou «*Balancing Service Providers*» (BSP) ont la possibilité, sous réserve d'une qualification préalable et à condition de respecter la séquence prescrite par les GRT, de valoriser leurs flexibilités sous la forme de produits standards (voire spécifiques) d'énergie ou de capacité proposés au GRT. Le fournisseur de services d'ajustement qui peut être un consommateur, un producteur ou encore un agrégateur a la possibilité de proposer des offres d'ajustement à n'importe quel prix et, lorsqu'il a conclu un contrat de garantie de capacité avec un GRT, l'obligation de déposer les offres d'ajustement permettant d'honorer ses engagements. En plus des rôles et responsabilités définis actuellement au sein des règles MA-RE (responsabilité financière liée aux écarts entre le volume réalisé et le volume activé, responsabilité de livrer physiquement un produit sur le système électrique), le règlement EB requiert une qualification préalable des fournisseurs de services d'ajustement avant qu'ils puissent déposer des offres de capacité ou d'énergie ;
- le GRT ou «*Transmission System Operator*» (TSO) définit et constitue le besoin en réserves. Il assure, sur sa zone de réglage, l'équilibre entre la consommation et la production d'électricité en activant au besoin les offres d'ajustement déposées par les acteurs, sans faire de différence entre les offres d'ajustement dites «contractualisées» et celle dites «non contractualisées». Pour remplir ces missions, l'utilisation du modèle dit «*self dispatch*» est privilégiée (en opposition au modèle «*central dispatch*» brièvement mentionné au paragraphe 1.1.2), permettant d'équilibrer le système électrique à l'aide d'actions décentralisées jusqu'au dernier guichet infrajournalier. Le règlement EB[54] requiert, dans la mesure du possible, une séparation temporelle entre les marchés infrajournaliers transfrontaliers et l'activité d'équilibrage du GRT.

A.3.2 Séparation entre les actions menées par le GRT pour équilibrer le système électrique et les actions des RE

Même si, en pratique, RTE concentre les actions d'équilibrage sur des échéances proches du temps-réel, les règles MA-RE actuelles permettent à RTE de recourir à

53. Un calendrier comportant les principales échéances de mise en œuvre du règlement EB se trouve en annexe du livre vert.

54. Article «*Balancing energy gate closure time*» du projet de règlement EB

l'activation de capacités de modulation très en amont de la période sur laquelle l'équilibrage du système électrique est réalisé. Or les orientations-cadres de l'ACER ainsi que le règlement EB imposent une absence de recouvrement entre les actions de RTE pour l'équilibrage du système électrique et les actions effectuées en infrajournalier par les RE.

Il s'agit d'une évolution structurante (du moins sur le plan théorique) par rapport aux règles actuelles : une fois la réglementation européenne entrée en vigueur, RTE pourra uniquement intervenir, pour l'équilibrage du système électrique, après la fermeture des guichets infrajournaliers transfrontaliers. Des offres d'ajustement pourront être sollicitées en amont, uniquement si elles répondent à un autre besoin que celui de l'équilibrage du système électrique (gestion des contraintes réseau ou reconstitution des marges par exemple).

A.3.3 Définition et utilisation de produits standards

Comme évoqué au chapitre 1 du livre vert, l'une des caractéristiques majeures du dispositif actuel est que les offres d'ajustement mises à disposition de RTE ne sont pas normalisées. Il s'agit d'une différence les plus marquantes entre le mécanisme actuel et celui qui devra être mis en œuvre en application du futur règlement EB, puisque celui-ci prévoit que les fournisseurs de services d'ajustement formulent des offres d'ajustement ayant des caractéristiques standards.

Les caractéristiques techniques standards pertinentes pour réaliser un équilibrage fin du système électrique devront ainsi résulter d'un compromis entre les besoins des GRT d'une part et la capacité des acteurs d'ajustement à formuler les offres d'ajustement demandées d'autre part. La définition de ces produits standards revêt donc une importance forte pour les acteurs français, qui ne sont pas soumis à cette exigence aujourd'hui, et constitue un enjeu en matière d'européanisation.

Au moment de la rédaction du livre vert, un travail de définition des produits standards est en cours au niveau d'ENTSO-E avec l'objectif de donner à chaque produit un potentiel d'utilisation européen. Les GRT devront proposer une liste de produits standards six mois après l'entrée en vigueur du règlement EB[55].

Les produits standards proposés par ENTSO-E au moment de la rédaction du livre vert sont rappelés dans le Tableau 1. Ces éléments sont susceptibles d'évoluer dans les mois à venir.

Tableau 3 – Produits standards ENTSO-E

	P-DA/SCH-15-15/30	P-DA-10-10/25	P-DA-5-5/15	P-SCH-30-15
Délai de mobilisation des offres (DMO)	15 min	10 min	5 min	30 min
Durée minimale d'utilisation des offres (Domin)	15 min[56]	10 min[56]	5 min[56]	15 min
Durée maximale d'utilisation des offres (Domax)	30 min[56]	25 min[56]	20 min[56]	15 / 60 min
Liens temporels	Non	Non	Non	Oui / Non
Méthode d'activation	Continu et clearing	Continu	Continu	Clearing
Taille de l'offre	1 MW à 9999 MW			

55. Article « *Requirements for standard products* » du projet de règlement EB

56. Ces valeurs sont en cours de discussion au sein d'ENTSO-E

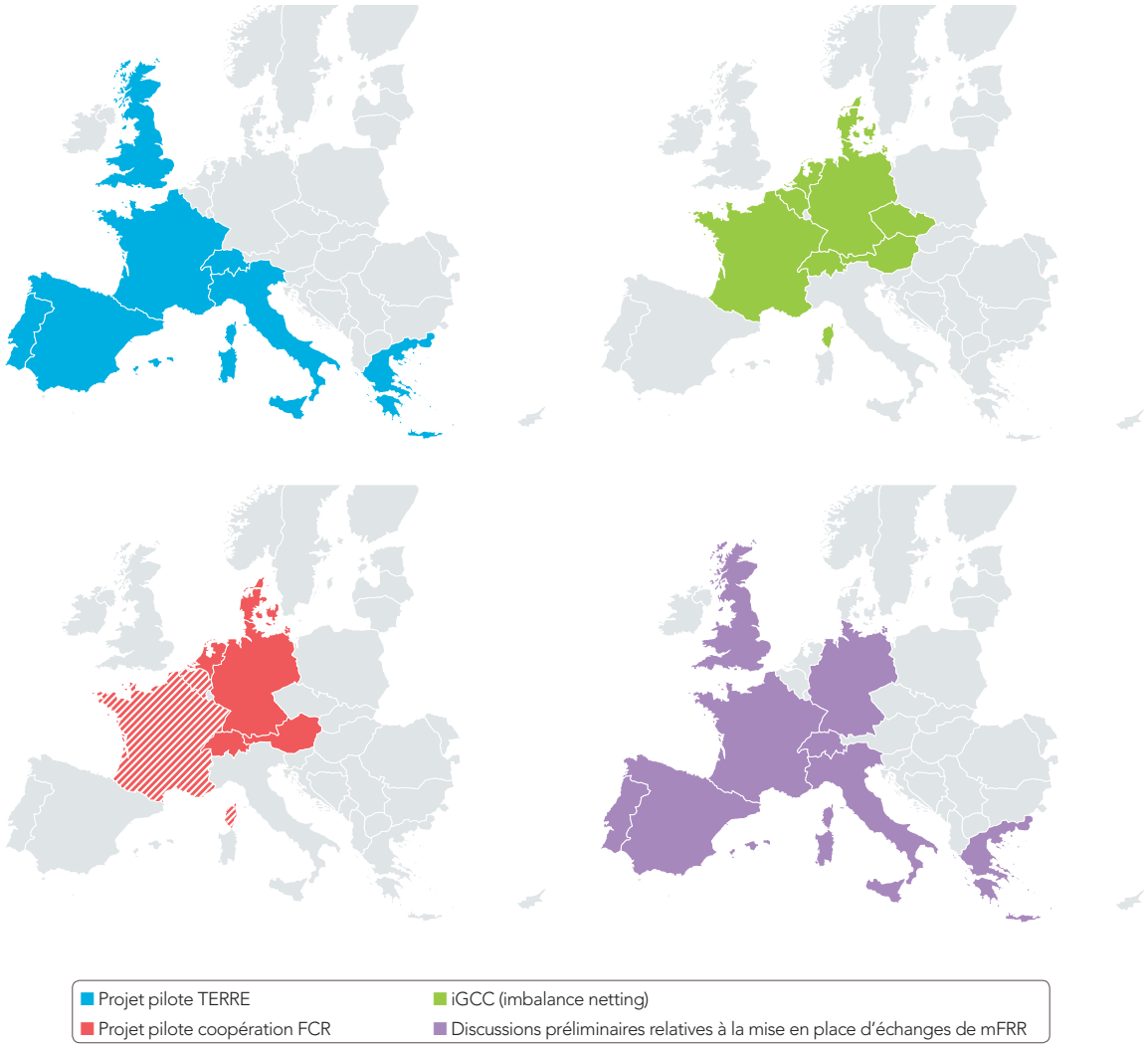
A.3.4 Partage progressif des offres d'ajustement standards au niveau européen

Le projet de règlement EB prévoit la mise en place d'un marché d'ajustement européen. À l'heure actuelle, deux approches sont envisagées pour atteindre cette cible : l'approche dite CoBA (pour « Coordinated Balancing Area ») et l'approche dite plateforme.

Dans la première approche, l'atteinte du modèle cible européen se fait par l'intermédiaire de structures régionales (au sens d'un ensemble d'États membres) permettant la mise en commun de flexibilités. La mise en place de ces structures, qui prennent le nom générique de CoBA, doit être proposée par les GRT concernés pour échanger des offres d'ajustement au sein d'une zone géographique prédéterminée. Plusieurs CoBA peuvent exister pour chaque processus d'équilibrage (RR, mFRR, aFRR). Au sein d'une CoBA, dont les règles de fonctionnement sont définies à l'initiative des GRT fondateurs et sous le contrôle des régulateurs, les fournisseurs de services d'ajustement sont mis en concurrence pour permettre au GRT d'équilibrer le système électrique au moindre coût. La CoBA constitue ainsi une étape intermédiaire, utilisée par ENTSO-E et ses GRT membres, pour aboutir au modèle cible. À terme, la cible est d'obtenir un marché d'ajustement concurrentiel européen issu de la fusion des différentes CoBA.

Dans la seconde approche, l'atteinte du modèle cible européen se fait, pour chaque processus d'équilibrage, par le biais d'une croissance organique autour d'une plateforme/instance unique. La mise en place de cette

Figure 52 – Périmètre des projets européens auxquels RTE participe



plateforme/instance nécessiterait de s'accorder assez tôt sur des éléments de gouvernance, de processus, de design et éventuellement d'architecture SI. Puis les GRT la rejoindraient progressivement en fonction de leur état de préparation avec une date butoir pour tous.

Indépendamment de l'approche qui sera finalement retenue, la France est d'ores et déjà engagée dans plusieurs projets européens destinés à atteindre le modèle cible européen : le projet pilote TERRE, la coopération relative aux échanges de réserve primaire et celle concernant l'*Imbalance Netting* (IGCC), ainsi que des travaux préliminaires sur la mFRR.

Aujourd'hui, en dehors de l'initiative BALIT, RTE établit une liste de préséance économique pour ses besoins propres. Le projet de règlement EB précise que les offres d'ajustement, déposées par les différents fournisseurs de services d'ajustement et répondant aux caractéristiques standards susmentionnées, seront rassemblées au sein de listes de préséance économiques communes ou « *Common Merit Order Lists* » (CMOL) afin de répondre aux besoins de GRT opérant sur des zones de réglage différentes. Les guichets de dépôts des offres devront *a minima* être harmonisés par processus. Une fois le guichet révolu, guichet qui devra être postérieur ou concomitant au guichet infrajournalier transfrontalier, les offres d'ajustement concernées ne pourront plus être mises à jour.

Les GRT européens travaillent actuellement sur la définition des algorithmes ou « *Activation Optimisation Function* » qui permettront d'activer ces offres d'ajustement en minimisant les coûts associés à l'équilibrage. En effet, jusqu'à présent chaque GRT optimisait le choix des offres d'ajustement sur la base de contraintes majoritairement nationales. Demain, les GRT devront s'accorder sur un ou plusieurs algorithme(s) permettant de réaliser l'optimisation la plus pertinente à la maille européenne.

A.3.5 Des nouvelles modalités de rémunération

Il convient enfin de souligner deux apports majeurs du règlement EB : la rémunération des offres d'ajustement et les modalités d'établissement du prix de règlement des écarts.

La rémunération des offres d'ajustement se fera par défaut au prix marginal[57]. Cette modification est en rupture par rapport aux modalités actuelles qui privilégient une rémunération au prix d'offre.

La matrice de prix de règlement des écarts reposera sur un prix unique ou « single price »[58]. Le prix de règlement des écarts devra au moins être égal au prix moyen pondéré des offres d'ajustement activées pour l'équilibrage du système électrique[59].

Le règlement EB définit les règles indispensables à la mise en place d'un marché d'ajustement européen : les actions menées par le GRT pour équilibrer le système électrique ne doivent pas interagir avec les marchés infrajournaliers transfrontaliers ; les offres d'ajustement doivent être comparables entre elles indépendamment de leur origine géographique en respectant un format standardisé ; une plateforme commune européenne permettra de partager, d'activer les offres d'ajustement et de les rémunérer au prix marginal.

57. Article « *Pricing method for balancing energy* » du projet de règlement EB
58. Article « *Targets for imbalance settlement* » du projet de règlement EB
59. Article « *Imbalance price* » du projet de règlement EB

Annexe 3
Méthodologie et scénarios pour l'analyse quantitative

Le présent document permet également de présenter l'analyse quantitative que RTE réalisera pour le livre blanc. RTE propose d'organiser les études quantitatives relatives à la déclinaison du règlement EB autour de trois scénarios :

- le premier scénario repose sur une fenêtre opérationnelle toujours supérieure à une heure permettant à RTE (i) de disposer d'un portefeuille d'offres d'ajustement le plus fourni possible et (ii) de recourir à la fois aux produits standards de RR et de mFRR en fonction des besoins identifiés. Dans ce scénario, RTE utilise tous les leviers à sa disposition pour l'équilibrage, continue d'équilibrer le système électrique de manière proactive et peut maintenir le modèle de sureté actuel ;
- le deuxième scénario repose sur une réduction de la fenêtre opérationnelle. Cette réduction permet à RTE de maintenir une gestion proactive mais en ayant uniquement recours au produit standard de mFRR. Dans ce scénario, les responsables d'équilibre disposent de davantage de temps pour équilibrer leur périmètre mais RTE n'a plus accès au produit standard de RR. En outre, RTE estime que le modèle de sûreté actuel pourrait évoluer ;
- le troisième scénario repose sur une réduction considérable de la fenêtre opérationnelle, pouvant à certains moments conduire à une durée nulle pour cette dernière. Dans ce scénario RTE ne pourrait plus prendre d'actions en anticipation pour l'équilibrage du système électrique. En conséquence, RTE continuerait de recourir au produit standard de mFRR (dont la conception est adaptée à la fenêtre très réduite, notamment *via* un délai de mobilisation très inférieur à 15 minutes) afin de limiter une contractualisation trop importante d'aFRR mais changerait le modèle de sûreté en contractualisant la totalité des réserves à l'avance.

En synthèse, les caractéristiques des trois scénarios présentés précédemment sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 4 – Trois scénarios envisagés pour l'analyse quantitative

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Modèle de sûreté	Marges	Marges ou réserves	Réserves
Modèle d'équilibrage	Proactif	Proactif	Réactif
Produits d'ajustement utilisés	RR + mFRR + aFRR + produits spécifiques	mFRR + aFRR + produits spécifiques	mFRR + aFRR + produits spécifiques
Fenêtre opérationnelle	1 h et 1 h 30 ou 1 h et 1 h 15	45 minutes	15 minutes
Pas de règlement des écarts	30 minutes ou 15 minutes	15 minutes	15 minutes
Prix de règlement des écarts	Prix unique basé sur le prix moyen pondéré des actions d'équilibrage	Prix unique basé sur le prix moyen pondéré des actions d'équilibrage	Prix unique basé sur le prix moyen pondéré des actions d'équilibrage

À la lumière de l'analyse qualitative menée jusqu'à présent, RTE privilégie le scénario numéro 1. Disposant d'une fenêtre opérationnelle d'une heure, il est le seul à permettre une gestion coordonnée de l'équilibrage du système électrique et des flux sur le réseau.

Pour autant, RTE considère que l'analyse quantitative à venir est l'occasion de comparer le scénario de référence à d'autres scénarios envisagés au niveau européen, afin de quantifier les différences économiques entre chaque scénario et apporter une vue exhaustive aux acteurs de marché.

Glossaire

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (EN) Agence européenne de coopération des régulateurs d'énergie (FR)
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de L'Énergie
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve (EN) Réserve secondaire (FR)
AOF	Activation Optimisation Function (EN) Fonction d'optimisation économique des offres d'ajustement (FR)
ARENH	Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique
BALIT	BALancing Inter TSO (EN) Équilibrage entre GRT (FR)
BSP	Balancing Service Provider (EN) Fournisseur de services d'ajustement (FR)
BRP	Balancing Responsible Party (EN) Responsable d'Equilibre (FR)
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management (EN) Allocation des capacités et gestion des congestions aux interconnexions (FR)
CMOL	Common merit Order List (EN) Liste de préséance économique commune (FR)
CoBA	Coordinated Balancing Area (EN) Région coordonnée d'équilibrage (FR)
CE	Commission Européenne
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité
DA	Direct Activated (EN) Activation directe (FR)
DfD	Deterministic Frequency Deviation (EN) Déviation de fréquence déterministe (FR)
DN	Délai de Neutralisation
DMO	Délai de mobilisation
DOmin	Durée minimale d'utilisation d'une offre
EB	Electricity Balancing (EN) Équilibrage du système électrique (FR)
EIM	European Implementation Model (EN) Modèle de mise en œuvre européen (FR)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (EN) Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (FR)
FCR	Frequency Containment Reserve (EN) Réserve Primaire (FR)
FO	Fenêtre Opérationnelle
G	Guichet
GCT	Gate Closure Time (EN) Fermeture du guichet (FR)
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HTB	Haute Tension B

IGCC	International Grid Control Cooperation (EN) Coopération internationale de solde des déséquilibres (FR)
IJ	Infrajournalier
ISP	Imbalance Settlement Period (EN) Pas de règlement des écarts (FR)
LFCR	Load Frequency Control and Reserves (EN) Réglage de fréquence et réserves (FR)
MA	Mécanisme d'Ajustement
MAR	Marge
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
mFRR	Manuel Frequency Restoration Reserve (EN) Réserve manuelle dont le DMO est inférieur ou égal à 15 minutes (FR)
NEBEF	Notification d'Echange de Blocs d'Effacement
OS	Operational Security (EN) Sécurité d'exploitation (FR)
OPS	Operational Planning and Scheduling (EN) Planification et Programmation (FR)
P	Product (EN) Produit (FR)
PRE	Prix de Règlement des Ecarts
PREp	Prix de Règlement des Ecarts positifs
PREn	Prix de Règlement des Ecarts négatifs
RE	Responsable d'équilibre
RIM	Regional Implementation Model (EN) Modèle de mise en œuvre régional (FR)
RPD	Réseau Public de Distribution
RPT	Réseau Public de Transport
RR	Replacement Reserve (EN) Réserve manuelle dont le DMO est strictement supérieur à 15 minutes (FR)
RSO	Réseau
SCH	Scheduled (EN) Programmé (FR)
SSY	Services SYstème
TERRE	Trans European Replacement Reserves Exchange (EN) Échange de réserve complémentaire européen (FR)
TAO	Transmission Automatisée des Ordres d'ajustement
TSO	Transmission System Operator (EN) Gestionnaire de Réseau de Transport (FR)
TWh	Térawattheure
TTRF	Time To Restore Frequency (EN) Délai pour restaurer la fréquence (FR)
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
XBID	Cross-border Intraday Market Project (EN)

Le réseau de l'intelligence électrique

RTE
1, terrasse Bellini TSA 41000
92919 La Défense Cedex
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 e – RCS Nanterre 444 619 258
Mise en page : Good Eye'D – Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

IMPRIM'VERT®