



ELIA SYSTEM OPERATOR

**REGLES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHE RELATIF
A LA COMPENSATION DES DESEQUILIBRES QUART-
HORAIRES**

10/12/2019

**Suivant l'article 200 de l'Arrêté Royal du 22 avril 2019
établissant un règlement technique pour la gestion du réseau
de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.**

Table des matières

1	Préambule	4
2	Définitions	5
2.1	Définitions générales	5
2.2	Symboles utilisés	7
3	Introduction	9
4	Entrée en vigueur et durée	10
5	Conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	10
6	Réservation de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	11
6.1	Processus d'appels d'offres	11
6.2	Réservation de puissance de réglage primaire	11
6.2.1	Conditions générales de sélection de puissance de réglage primaire	11
6.2.2	Conditions relatives aux offres sur la plateforme d'enchères locales.....	11
6.2.3	Conditions relatives aux offres sur la plateforme commune régionale.....	12
6.2.4	Sélection.....	12
6.2.5	Rémunération	12
6.2.6	Contrôle et pénalité	13
6.3	Réservation de puissance de réglage secondaire	14
6.3.1	Conditions relatives aux offres	14
6.3.2	Sélection.....	14
6.3.3	Rémunération	15
6.3.4	Contrôle et pénalité	15
6.4	Conditions générales de sélection de la réserve tertiaire à contracter	15
6.5	Réservation de puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex »	16
6.6	Réservation de puissance de secours auprès d'autres GRT.....	16
6.6.1	Conditions relatives aux offres et sélection.....	16
6.6.2	Rémunération	16
6.7	Fonctionnement du marché secondaire	16
6.7.1	Fonctionnement du marché secondaire pour FCR & aFRR.....	16
6.7.2	Fonctionnement du marché secondaire pour mFRR.....	17
7	Foisonnement IGCC	18
7.1	Principe	18
7.2	Détermination des volumes importés/exportés par chaque GRT.....	18
7.3	Puissance importée/exportée pour foisonnement IGCC	19
7.4	Valorisation des volumes importés/exportés dans le tarif de l'énergie d'équilibrage	19
8	Activation de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	20
8.1	Généralités	20
8.2	Activation de la puissance de réglage primaire	20
8.2.1	Contrôle et pénalités	20
8.3	Activation de la puissance de réglage secondaire	20
8.3.1	Conditions relatives aux offres	21
8.3.2	Sélection.....	22
8.3.3	Rémunération	23

8.3.4	Contrôle et pénalités	23
8.4	Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques CIPU	24
8.5	Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU	24
8.6	Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques CIPU	24
8.7	Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU	24
8.8	Les Puissance de secours entre GRT	24
8.8.1	Rémunération	25
8.9	Merit order technico-économique	25
9	Transparence / Information du marché	28
9.1	Informations relatives à l'offre de puissance de réglage	28
9.2	Informations relatives aux activations de puissance de réglage	29
9.3	Informations relatives aux besoins de la zone de réglage belge en matière d'énergie de réglage.	32
9.4	Information générale sur le fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires	32
10	Monitoring	33
10.1	Monitoring relatif à l'IGCC	33
10.2	Monitoring des offres.....	34
10.3	Monitoring des activations.....	34
10.4	Monitoring des prix de déséquilibre.....	35
10.5	Monitoring du marché intraday	35
10.6	Monitoring du marché secondaire	36
10.7	Monitoring des appels d'offre court terme	36
10.8	Suivi financier du mécanisme	36
10.9	Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les responsables d'équilibre.	36
		36
	Annexe 1 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et MIP dans le cas où la compensation du déséquilibre de la zone est réalisée par l'activation de puissance de réglage secondaire auprès de plusieurs fournisseurs.....	38
1.	Remise des offres pour activation de puissance de réglage secondaire	38
2.	Sélection de puissance de réglage secondaire.....	39
2.1	Sélection de puissance de réglage à la hausse.....	39
2.2	Sélection de puissance de réglage à la baisse.....	39
3.	Rémunération des puissances de réglage activées	40
3.1	Détermination des volumes activés par fournisseur	40
3.2	Valorisation des volumes activés par fournisseur	40
4.	Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV ainsi que MIP et MDP	41
	Annexe 2 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et MIP dans le cas où la compensation du déséquilibre de la zone est réalisée par foisonnement IGCC	42
1.	Détermination des volumes échangés par foisonnement IGCC :.....	42
2.	Settlement des échanges entre GRT :	42
3.	Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV et MIP	42

1 Préambule

Le présent document constitue les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires (ci-après appelées « Règles d'équilibrage »), conformément à l'article 200, §1 de l'Arrêté Royal du 22 avril 2019 établissant un Règlement Technique Fédéral pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après appelé « **Règlement Technique Fédéral** »).

De telles Règles d'équilibrage sont étroitement liées au tarif de maintien et de restauration de l'équilibre individuel des responsables d'équilibre (Balance Responsible Party ou « BRP ») tel que décrit dans Proposition Tarifaire, ainsi que, dans une moindre mesure, aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

Elles remplacent la version des Règles d'équilibrage entrée en vigueur suite à la décision de la CREG (B)1857 du 30/10/2018 .

Les modifications par rapport à cette version concernent les éléments suivants:

- Le retrait des conditions de participation à la puissance de réglage tertiaire non-réservé des unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée endéans 15 minutes vu qu'elles ne sont plus applicables.
- Des modifications liées à l'entrée en vigueur du Règlement Technique Fédéral.
- Des adaptations conformément au règlement (UE) 2017/2195 de la commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (ci-après appelé « **EBGL** »).
- Des modifications liées au remplacement du contact pour des réserves tertiaires par les « Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage pour le service de Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle (mFRR) » qui, ensemble avec ces Règles d'équilibrages, seront soumis à la CREG pour approbation.
- Des modifications conformément à la proposition tarifaire pour la période 2020-2023.
- Des adaptations conformément aux changements récents de la procédure d'achat du service FCR au niveau régional.
- Des adaptations conformément au changement des limitations appliquées pour IGCC.
- Des modifications conformément à l'Accord opérationnel du bloc RFP.

2 Définitions

2.1 Définitions générales

« **BRP** » ou Responsable d'équilibre: toute personne physique ou morale inscrite dans le registre des Responsables d'équilibre conformément au Règlement Technique Fédéral, également désignée sous la dénomination de responsable d'équilibre dans les Règlements Techniques Distribution, de Transport Local et Régional.

« **Clean Spark Spread** » : correspond à la différence par heure (positive ou négative) entre le prix de marché de l'électricité produite (prix de référence du marché day-ahead belge) et le coût variable de court terme de la production (tenant compte du coût combustible utilisé ; du rendement de la centrale ainsi que des coûts afférents aux émissions CO2). Il se définit par l'équation suivante :

Clean Spark Spread (t)

$$= [\text{Indice Electricité} (t)] - 1 / [\text{rendement centrale}] ([\text{Indice gaz} (t)] + [\text{coefficient émissions}] [\text{Indice CO2}] (t))$$

« **Contrat BRP** » : Le contrat conclu entre ELIA et le BRP conformément aux articles 219 et 220 du Règlement Technique Fédéral.

« **Contrat CIPU** » ou « **CIPU** » : le contrat pour la coordination de l'injection des unités de production (« Coordination of Injection of Production Units ») conclu avec Elia, ou tout autre contrat régulé qui remplacera le Contrat CIPU conformément l'article 377 du Règlement Technique Fédéral.

« **Decremental bid** » ou « offre d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse »: offre d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire non-contractée faite à Elia pour un réglage à la baisse via une unité technique CIPU, une unité technique non-CIPU ou un ensemble d'unités techniques non-CIPU agrégées.

« **ENTSO-E** » : Réseau Européen des Gestionnaires de Réseaux de Transport d'Electricité .

« **FCR providing group** » : agrégation d'unités de production et / ou de sites de consommation fournissant de la puissance de réglage primaire, connectés à plus d'un point de connexion et satisfaisant ensemble les exigences techniques d'un ou plusieurs service(s) de réglage primaire.

« **FCR providing group à énergie limitée** » : FCR providing group qui ne peut satisfaire les exigences de disponibilité du réglage primaire uniquement à partir d'unité(s) technique(s) CIPU ou non-CIPU qui le compose(nt).

« **Foisonnement IGCC** » : *[International Grid Control Operation]*, opération effectuée par plusieurs GRT en collaboration, consistant à mettre en commun une partie du déséquilibre de leur zone de réglage respective en vue de réduire, par foisonnement des déséquilibres de signe opposé le déséquilibre de chaque zone.

« **Fournisseur de service de réglage** » ci-après « **Fournisseur** » : prestataire fournissant à Elia de la puissance de réglage primaire, secondaire ou tertiaire (contractée ou non-contractée) via des unités techniques CIPU ou non-CIPU.

« **Fuel Cost Générique** » (**FC_{gen}**) : le coût de combustible d'une unité « type » (définie comme une CCGT à rendement de 50%). Le coût de combustible d'une unité(FC) étant déterminé sur base de la consommation spécifique du type d'unité de production concernée et du prix du combustible attendu sur le marché, utilisé par cette unité. Il est défini comme suit :

$$FC_{gen} = FC_{CCGT-50\%} = NG [€/GJ] * S_{CCGT-50\%} [GJ/MWh]$$

Avec :

- $S_{CCGT-50\%}$ = la consommation spécifique d'une unité type, exprimée en $[GJ_t/MWh_e]$. Pour une unité CCGT à rendement de 50%, $S = 7,2^1 [GJ_t/MWh_e]$

¹ S = consommation spécifique d'une unité de production est exprimé en GJ_t/MWh_e

$$= 3,6 [GJ_t/MWh_e] * 1/\text{rendement}[MWh_e/MWh_t]$$

- NG = le prix du combustible Gaz Naturel, constitué de l'index « HEREN ICIS ESGM day-ahead index » & « HEREN ICIS ESGM Weekend index », qui sont publiés quotidiennement, augmenté du coût forfaitaire de transport de gaz en €/GJ tel que défini dans le Contrat CIPU.

« **Incremental bid** » ou « offre d'énergie d'équilibrage non-contractée à la hausse » : offre d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire non-contractée faite à Elia pour un réglage à la hausse via une unité technique CIPU, une unité technique non-CIPU ou un ensemble d'unités techniques non-CIPU agrégées.

« **Loi du 29 avril 1999** » : la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché d'électricité.

« **Nominated Electricity Market Operator (NEMO)** » : opérateur désigné du marché de l'électricité. Un NEMO est une entité désignée par l'autorité compétente pour s'acquitter de missions liées au couplage unique day ahead et intraday.

« **Périodes Peak** » : les heures comprises entre 8 heures et 20 heures des jours de semaine (du lundi au vendredi, jours fériés compris).

« **Périodes Off-Peak** » : les heures comprises entre 20 heures et 8 heures (tous les jours de la semaine), ainsi que les heures comprises entre 8h et 20h le samedi et le dimanche.

« **Prix des offres** » prix exprimés en €/MWh lorsqu'ils sont relatifs au terme de réservation pour les services auxiliaires destinés au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge, et exprimés en €/MWh lorsqu'ils sont relatifs au terme d'activation des services auxiliaires destinés au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge.

« **Prix d'opportunité** » d'un GRT participant au foisonnement IGCC pour un quart d'heure donné : coût en €/MWh qu'aurait encouru le GRT concerné en activant de la puissance de réserve secondaire pour compenser la partie du déséquilibre de sa zone qui a été annulée par le foisonnement IGCC.

« **Prix de référence du marché day-ahead belge** » : prix de référence égal au prix du couplage day ahead pour la zone de marché belge, sauf en cas de découplage total de la zone belge ou d'un ou plusieurs NEMO. Dans ce cas, il est égal à la moyenne du prix de chaque NEMO pondérée par ses volumes.

« **Produits Court Terme** » : des produits court terme de réserve primaire, secondaire ou tertiaire dont la période de livraison ou maturité est inférieure ou égale à un mois. La période de livraison de ces produits sera désignée dans la suite de ce document par « P ».

« **Proposition Tarifaire** » : proposition tarifaire pour le réseau de transport d'électricité, établie par le gestionnaire du réseau de transport et approuvée par la commission pour une période régulatoire donnée, dans le respect de la méthodologie tarifaire et de la procédure d'introduction et d'approbation des tarifs, conformément à l'article 12 de la loi du 29 avril 1999 concernant l'organisation du marché de l'électricité.

« **Puissance de réglage primaire** » ou « **Puissance de réserve primaire** » ou « **Frequency Containment Reserve (FCR)** » : réserve de puissance mise à disposition d'Elia pour stabiliser la fréquence du réseau européen interconnecté. Les spécificités techniques de cette réserve sont spécifiées dans "l'Operational Handbook" de l'ENTSO-E². Etant donné que cette réserve ne sert pas à rétablir l'équilibre de la zone de réglage belge, ses spécificités ne sont pas couvertes par la présente note.

« **Puissance de réglage secondaire** » ou « **Puissance de réserve secondaire** » ou « **automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)** » : réserve de puissance mise à disposition d'Elia, qui permet à Elia de ramener les échanges d'énergie entre sa zone de réglage et les autres zones de réglages de l'ENTSO-E, à leur niveau programmé selon les règles et recommandations de l'ENTSO-E.

« **Puissance de réglage tertiaire** » ou « **Puissance de réserve tertiaire** » ou « **manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)** » : réserve de puissance qui permet à Elia de rétablir l'équilibre entre l'offre et la demande d'énergie active au sein de sa zone de réglage. La puissance de réglage tertiaire inclut de la puissance non-

² European Network of Transmission System Operators for Electricity

contractée (incremental / offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse) ainsi que de la puissance contractée (réserve tertiaire mFRR Standard et mFRR Flex et secours entre GRT).

« **Puissance de réglage tertiaire « standard »** » ou « **Puissance de réserve tertiaire « standard »** » : puissance de réserve tertiaire à la hausse (constituée d'une diminution de charge ou d'une augmentation de la production) dont la participation est ouverte aussi bien aux unités techniques CIPU qu'aux unités techniques non-CIPU.

« **Puissance de réglage tertiaire « flex »** » ou « **Puissance de réserve tertiaire « flex »** » : puissance de réserve à la hausse (constituée d'une diminution de charge ou d'une augmentation de la production) dont la participation est ouverte aussi bien aux unités techniques CIPU qu'aux unités techniques non-CIPU. Les réserves tertiaires à la « flex » se différencient des réserves tertiaires à la « standard » par le nombre maximum d'activation (limité pour « flex ») par période contractuelle et par la durée d'activation par jour.

« **Règles de fonctionnement de la réserve stratégique** » : règles établies suivant l'article 7septies de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.

« **Règlement Technique Fédéral** » : l'Arrêté Royal du 22 avril 2019 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, et ses modifications ultérieures.

« **Unité technique CIPU** » : unité de production assujettie à un Contrat CIPU.

« **Unité technique non-CIPU** » : ressource hors unités de production assujetties à un Contrat CIPU capable de fournir de la puissance de réglage à la hausse et / ou à la baisse.

2.2 Symboles utilisés

ABS_{i,j} = offre numéro (i) pour une activation de puissance de réglage secondaire à la baisse, faite par le BRP (i) pour le quart d'heure (j) ;

ACE = l'Area Control Error, égal à la différence instantanée entre les valeurs de référence (« programmes ») et les valeurs réelles (« mesures ») de l'échange de puissance de la zone de réglage belge, en tenant compte de l'effet du biais de fréquence, et de l'échange de puissance avec d'autres GRT par foisonnement IGCC.

BAV_j = volume brut de réglage à la baisse c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés à la baisse par Elia au cours du quart d'heure (j), y compris le volume d'énergie exporté dans le cadre du foisonnement IGCC ;

BOV_j = volume brut de réglage à la hausse c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés à la hausse par Elia au cours du quart d'heure (j), y compris le volume d'énergie importé dans le cadre foisonnement IGCC ;

MIP_j = le prix marginal des activations à la hausse, qui s'établit, durant le quart d'heure (j), au prix de l'unité de réglage à la hausse la plus chère activée pour le maintien de l'équilibre de la zone.

MDP_j = le prix marginal des activations à la baisse, qui s'établit, durant le quart d'heure (j), au prix de l'unité de réglage à la baisse la moins rémunératrice activée pour le maintien de l'équilibre de la zone ;

NRV_j = le volume net de réglage durant le quart d'heure j, égal à la différence entre le volume brut de réglage à la hausse et le volume brut de réglage à la baisse ;

OBS_{k,i,j} = offre numéro (k) pour une activation de puissance de réglage secondaire à la hausse, faite par le BRP (i) pour le quart d'heure (j) ;

VAAT_{i,j} = valeur du règlement des offres de réglage tertiaire à la baisse activées chez le fournisseur (i) (ou le GRT (i)) durant le quart d'heure (j) ;

POS_{i,j} = prix de la puissance de réglage secondaire activée à la hausse durant le quart d'heure j auprès du BRP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres à la hausse sélectionnées du BRP i durant le quart d'heure j ;

PAS_{i,j} = prix de la puissance de réglage secondaire activée à la baisse durant le quart d'heure j auprès du BRP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres à la baisses sélectionnées du BRP i durant le quart d'heure j ;

PAT_{l,i,j} = prix de l'offre pour le bid (l) de réglage tertiaire à la baisse activé par Elia auprès du fournisseur (i) (ou du GRT (i)) durant le quart d'heure (j) ;

POT_{k,i,j} = prix de l'offre pour le bid (k) de réglage tertiaire à la hausse activé par Elia auprès du fournisseur (i) (ou du GRT (i)) durant le quart d'heure (j) ;

SI = déséquilibre du système qu'Elia cherche à neutraliser en activant les puissances de réserve secondaire et tertiaire et grâce au volume d'énergie importée / exportée dans le cadre du foisonnement IGCC. Le déséquilibre du système est calculé comme la différence entre l'area control error (ACE) et le volume de réglage net (NRV) ;

VOS_{i,j} = valeur du règlement de l'énergie de réglage secondaire activée à la hausse auprès du BRP i durant le quart d'heure j, exprimée en € ;

VAS_{i,j} = valeur du règlement de l'énergie de réglage secondaire activée à la baisse auprès du BRP i durant le quart d'heure j, exprimée en € ;

VAOS_{i,j} = **VOS_{i,j}** - **VAS_{i,j}** = valeur « nette » du règlement de l'énergie de réglage secondaire activée auprès du BRP (i) durant le quart d'heure (j) ;

VAOT_{i,j} = valeur du règlement des offres activées auprès du fournisseur (i) (ou du GRT (i)) pour de l'énergie de réglage tertiaire à la hausse durant le quart d'heure (j) ;

Delta_P_{R2} : consigne de réglage envoyée par Elia aux fournisseurs de réglage secondaire pour le pilotage de la puissance de réglage secondaire.

$\int_{qh=j} \text{delta_}P_{R2j} dt$ = intégrale du signal **delta_P_{R2}** durant le quart d'heure (j), exprimée en MWh ;

$\int_{qh=j} \text{delta_}P_{R2O,i,j} dt$, l'intégrale de la partie positive du signal **delta_P_{R2}** envoyé vers le BRP i pour le quart d'heure j, exprimée en MWh ;

$\int_{qh=j} \text{delta_}P_{R2A,i,j} dt$, l'intégrale de la partie négative du signal **delta_P_{R2}** envoyé vers le BRP i pour le quart d'heure j, exprimée en MWh ;

$\int_{qh=j} AAT_{l,i,j} dt$ = volume relatif à l'offre (l) de réglage tertiaire à la baisse activé par Elia auprès du fournisseur (i) (ou du GRT (i)) durant le quart d'heure (j), exprimée en MWh ;

$\int_{qh=j} AOT_{k,i,j} dt$ = volume relatif à l'offre (k) de réglage tertiaire à la hausse activé par Elia auprès du fournisseur (i) (ou du GRT (i)) durant le quart d'heure (j), exprimée en MWh ;

IMP_{GCC,j} = volume d'échange par foisonnement IGCC importé par Elia pendant le quart d'heure (j) exprimé en MWh.

EXP_{GCC,j} = volume d'échange par foisonnement IGCC exporté par Elia pendant le quart d'heure (j) exprimé en MWh.

3 Introduction

Conformément à l'article 200 §2 du Règlement Technique Fédéral, les éléments suivants sont décrits dans les présentes Règles d'équilibrage :

- 1° la liste des moyens qui sont à la disposition du gestionnaire de réseau de transport et les modalités détaillées sur la base desquelles ce dernier les utilise pour assurer l'équilibre de la zone de réglage fréquence-puissance ;
- 2° l'impact éventuel de leur utilisation sur les composants des tarifs appliqués aux responsables d'équilibre conformément aux articles 12 à 12quinquies de la loi du 29 avril 1999 ;
- 3° les modalités pour la publication en temps utile des informations pertinentes pour l'équilibrage de la zone de réglage fréquence-puissance ;
- 4° les modalités de surveillance du fonctionnement du marché d'équilibrage et d'établissement de rapports qui y sont associés, destinés à la commission.

En ce qui concerne les moyens disponibles pour l'équilibrage, il s'agit en particulier du foisonnement IGCC, du réglage primaire (réserves de stabilisation de la fréquence, « FCR ») du réglage secondaire (réserves de restauration de la fréquence avec activation automatique, « aFRR ») et du réglage tertiaire (réserves de restauration de la fréquence avec activation manuelle, « mFRR », incluant les contrats sur les puissance de secours auprès d'autres GRT).

La description ci-dessous a exclusivement trait à l'utilisation de ces moyens dans le cadre du réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge ; l'utilisation de tels moyens dans le cadre de la gestion des congestions ne fait pas partie de la présente proposition.

Cette version des Règles d'équilibrage, ainsi que les Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage pour le service de Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation manuelle (mFRR) ("**T&C BSP mFRR**"), sont soumises à l'approbation de la CREG. Sous réserve d'approbation, les modifications de cette version s'appliqueraient à compter de l'entrée en vigueur du T&C BSP mFRR approuvé.

Jusqu'à l'approbation des Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage pour le service de Réserve de Restauration de la Fréquence avec activation automatique (aFRR) ("**T&C BSP aFRR**") et des Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage pour le service de Réserves de Stabilisation de la Fréquence (FCR) (« **T&C BSP FCR** »), les Règles d'équilibrage détermineront également les éléments suivants :

- les règles relatives à la réservation de puissance pour les réglages primaire et secondaire dans le cadre de l'équilibrage de la zone de contrôle belge,
- le principe de foisonnement IGCC des déséquilibres de plusieurs zones,
- la procédure d'activation et de rémunération de l'énergie dans le cadre du réglage secondaire.

Après approbation des Règles d'équilibrage par la CREG, les différents contrats d'Elia concernés par celles-ci seront, le cas échéant, modifiés pour les mettre en conformité avec le présent document dès son entrée en vigueur. Toutefois, les amendements proposés dans cette version des Règles d'équilibrage n'imposent pas d'ajustements aux contrats de la réserve primaire (FCR) et de la réserve secondaire (aFRR).

- Compte tenu de l'entrée en vigueur du nouveau Règlement Technique Fédéral, les références au Règlement Technique Fédéral dans les présentes Règles d'équilibrage doivent être adaptées. Comme il n'est pas toujours possible de remplacer le numéro d'article concerné sur une base individuelle, voici un aperçu des articles concernés dans le nouveau Règlement Technique Fédéral. Conformément aux articles 225 et 230 du Règlement Technique Fédéral, Elia conclut avec les fournisseurs de services d'équilibrage des contrats dans lesquels sont précisées les conditions d'offres et d'activation de l'énergie d'équilibrage, ainsi que les spécifications techniques pour la disponibilité de la capacité d'équilibrage. Elia doit soumettre ces contrats à l'approbation de la CREG.

Dans la mesure où la CREG n'a pas encore approuvé de tels contrats pour les réserves primaire (FCR) et secondaire (aFRR), les éléments pertinents concernant

l'énergie d'équilibrage et la capacité d'équilibrage ont été détaillés dans les présentes Règles d'équilibrage (notamment aux chapitres 6 et 8).

- Elia se procure des capacités de réserve de stabilisation de la fréquence (FCR) et d'autres capacités d'équilibrage (aFRR et mFRR) conformément à l'article 228 du Règlement Technique Fédéral. La méthodologie pour la procédure d'achat est soumise par Elia à l'approbation de la CREG dans le cadre de la "Accord opérationnel du bloc RFP" et de la " Méthodologie pour déterminer la capacité d'équilibrage du bloc RFP d'Elia".
- Elia achète la capacité d'équilibrage, publie et rapporte les informations relatives conformément à l'article 229 du Règlement Technique Fédéral.
- Conformément à l'article 226 du Règlement Technique Fédéral, la flexibilité disponible sur des unités de production et sur des parcs non-synchrones de stockage de type C ou D (conformément à l'article 35 §§2 et 4 du Règlement Technique Fédéral) et dont la puissance nominale est supérieure ou égale à 25MW, doit être tenue à disposition d'Elia. L'article 226 définit également la participation volontaire aux services d'équilibrage à partir d'autres unités de production et parcs de stockage, ainsi qu'à partir d'unités de consommation.
- Conformément à l'article 226 du Règlement Technique Fédéral, Elia veille à la disponibilité des services d'équilibrage dans la zone de contrôle.

4 Entrée en vigueur et durée

Après approbation de la CREG, les présentes règles de fonctionnement du marché relatives à la compensation des déséquilibres quart-horaires entrent en vigueur pour une durée indéterminée à partir de la date d'entrée en vigueur de la première version du T&C BSP mFRR approuvée³.

La partie des règles qui concerne le foisonnement IGCC est entrée en vigueur pour une durée indéterminée suite à l'approbation par le *28th Plenary Meeting of the Regional Group Continental Europe* d'ENTSO-E de 9 avril 2014 et les modifications ultérieures.

Toute évolution ultérieure des Règles d'équilibrage fera l'objet au préalable, conformément à l'article 200 §1 du Règlement Technique Fédéral, d'une proposition en vue d'une approbation par la CREG.

5 Conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge

A partir du 1^{er} novembre 2017, les points de livraison faisant l'objet d'un contrat de réserve stratégique ne peuvent pas participer aux réglages primaire, secondaire et tertiaire (puissance réservée et non réservée) décrits dans le texte ci-dessous, et ce du début de la période du contrat de réserve stratégique jusqu'au 31 octobre suivant la date de fin de ce même contrat. Ces conditions s'appliquent à tous les points de livraison donc à la fois aux unités techniques CIPU et non-CIPU.

³ Il s'agit de la version du T&C BSP mFRR qui est soumise à l'approbation de la CREG en même temps que la présente proposition d'adaptation des Règles d'équilibrage. Si elle est approuvée, l'entrée en vigueur interviendra un mois après l'approbation par la CREG du T&C BSP mFRR et pas avant le 3 février 2020

6 Réserve de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge

6.1 Processus d'appels d'offres

Les volumes de réserve primaire, secondaire et tertiaire sont entièrement couverts par des produits court terme. Elia s'oriente vers l'organisation d'enchères journalières pour tous les services d'équilibrage. Cette évolution est mise en œuvre en même temps que l'entrée en vigueur des "Modalités et Conditions applicables aux fournisseurs de service d'équilibrage" pour le produit concerné.

6.2 Réserve de puissance de réglage primaire

6.2.1 Conditions générales de sélection de puissance de réglage primaire

En accord avec ses GRT partenaires ("Proposal of FCR Cooperation"⁴), Elia réserve, en fonction des circonstances économiques, une partie de la capacité de réglage primaire via une plate-forme d'enchères régionale commune. Deux enchères ont lieu: une enchère à partir d'une plate-forme locale et une enchère sur la plate-forme régionale. Le délai de livraison P pour la plate-forme commune d'enchères régionales est journalier⁵ et le délai de livraison P pour la plate-forme locale est hebdomadaire.

De plus, Elia respecte le processus de sélection suivant :

- A chaque enchère locale visant à réserver la puissance de réglage primaire et secondaire pour sa zone de réglage avant une période de livraison P, Elia ajoute une offre fictive (granularité de 1 MW) correspondant au volume à acheter sur cette plateforme régionale.
- Ce volume à acheter sur la plateforme régionale peut varier entre 0 et 70 % du besoin de puissance de réglage primaire de la zone de réglage belge et est déterminé par Elia suite à une optimisation économique entre offres locales (y compris les offres pour le réglage secondaire) et l'offre fictive « régionale ».
- L'enchère locale ayant lieu avant l'enchère régionale, Elia utilise comme estimation du prix de l'offre fictive régionale le prix moyen des enchères les plus récentes de la plateforme régionale couvrant une période sept jours.
- Une fois le volume à acheter sur la plateforme régionale fixé pour une période de livraison, il est acheté par Elia à tout prix sur la plateforme d'enchère commune régionale, autrement dit, sans plus tenir compte de l'estimation du prix de l'offre fictive régionale utilisé par Elia pour l'optimisation économique de son enchère locale.

Les volumes sélectionnés sur la plateforme d'enchère commune régionale et fournis à partir de la zone de réglage belge sont également sous la responsabilité d'Elia, et de ce fait soumis aux règles de rémunération, contrôle et pénalités détaillées dans les paragraphes 6.2.5 et 6.2.6.

Un processus de settlement entre GRT s'applique sur les volumes (achetés par Elia ou sélectionnés dans l'optimisation économique de l'enchère régionale) et à partir du prix des offres retenues pour chaque période de livraison et selon les règles régionales en vigueur.

6.2.2 Conditions relatives aux offres sur la plateforme d'enchères

⁴ TSOs' proposal for the establishment of common and harmonized rules and processes for the exchange and procurement of Balancing Capacity for Frequency Containment Reserves (FCR) in accordance with Article 33 of Commission Regulation (EU) 2017/2195 establishing a guideline on electricity balancing.

⁵ Le calendrier exact des enchères a été déterminé comme proposé et approuvé dans la « Proposal of FCR cooperation » susmentionnée.

locales

Les fournisseurs potentiels peuvent remettre plusieurs offres, divisibles ou non, ainsi que pour les heures « Peak » ou les heures « Off Peak ». Le volume des offres doit être exprimé comme un nombre entier de MW.

Les offres peuvent également être associées à des « conditions de réservation ». Celles-ci permettent de lier des offres différentes (relatives à la réservation de puissance de réglage primaire mais également secondaire) entre elles.

Chaque offre comprend un prix exprimé en €/MW/h, sans attribution de prix spécifique par unité de production ou point de prélèvement.

6.2.3 Conditions relatives aux offres sur la plateforme commune régionale

Les fournisseurs potentiels situés dans la zone de réglage belge peuvent également remettre directement offre sur la plateforme commune régionale selon les règles régionales en vigueur.

Les volumes sélectionnés sur la plateforme régionale et fournis à partir de la zone de réglage belge sont limités (cap pour l'export) selon les règles européennes⁶ en vigueur.

6.2.4 Sélection

La sélection court-terme vise à ce que le volume total contracté par Elia pour la période considérée couvre au minimum le volume proposé par Elia et approuvé par la CREG au prix global le plus bas possible pour le réglage primaire et secondaire, tout en respectant les conditions relatives aux offres d'un fournisseur ainsi que des éventuels coûts liés à la fourniture de R1 à l'étranger.

La réservation de puissance de réglage primaire auprès d'un fournisseur se traduit pour le fournisseur par une obligation de fourniture : en jour J-1, le fournisseur doit mettre à disposition d'Elia pour le jour suivant les volumes de puissance quart horaire réservés pour la période considérée. Le fournisseur reçoit ensuite la possibilité de mettre à jour ces informations communiquées à ELIA en intraday.

Le fournisseur de la R1 dans la zone de réglage d'Elia a la possibilité d'effectuer un « transfert d'obligation de fourniture » vers un autre fournisseur de la R1 dans cette zone de réglage, via le marché secondaire décrit § 6.7. Il a une obligation pour la puissance réservée sur ses moyens de réglage⁷, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

Afin de diminuer le risque pour la sécurité de la zone en cas de panne, les clients industriels s'engagent contractuellement à ne pas concentrer plus de 25MW de puissance de réserve primaire offerte par site industriel.

6.2.5 Rémunération

Sans préjudice de l'article 12 quinquies de la loi électricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, le système de rémunération de la réservation de puissance de réglage primaire est un système de type « pay as bid » (par opposition à un système de type « pay as cleared ») pour ce qui concerne les offres sur la plate-forme locale.

Les conditions contractuelles sont décrites dans le « contrat de réglage primaire.

Le système de rémunération de la réservation de puissance de réglage primaire concernant les offres sur la plate-forme commune régionale est décrit dans « the Proposal of FCR cooperation »⁸.

⁶ Suivant l'article 163 du règlement (UE) 2017/1485 de la commission du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (« **SOGL** »).

⁷ La puissance réservée peut être nulle.

⁸ TSOs' proposal for the establishment of common and harmonized rules and processes for the exchange and procurement of Balancing Capacity for Frequency Containment Reserves (FCR) in accordance with Article 33 of the EBGL.

6.2.6 Contrôle et pénalité

Afin de vérifier la réelle mise à disposition de la réserve primaire, ELIA effectue des tests de disponibilité sur base des dernières informations nominée par « FCR providing group » par le fournisseur (en day-ahead ou intraday). Les fournisseurs peuvent soumettre leurs nominations jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture.

Ces tests de disponibilité ont pour objectif de vérifier que la puissance réservée par ELIA est disponible et utilisable conformément aux exigences techniques du service définies dans le contrat de réglage primaire.

Plus précisément, ELIA a la possibilité d'effectuer au minimum 2 sortes de tests de disponibilité :

- 1) Un test de capacité ; durant lequel il est demandé au fournisseur d'activer immédiatement sur une courte durée et dans les deux directions (pour les produits symétriques) l'entièreté de sa puissance de réglage primaire nominée sur un « FCR providing group »
- 2) Un test d'énergie ; pour lequel le fournisseur doit activer immédiatement et dans une seule direction (à la hausse ou à la baisse) l'entièreté de sa puissance de réglage primaire nominée sur un « FCR providing group » et ce pour une durée minimale de 25 minutes.

La durée minimale de 25 minutes correspond à l'obligation minimale d'activation de toute la puissance réservée sur tout « FCR providing group » ayant une contrainte d'énergie déterminée sur base des règles européennes.

La fréquence de test est applicable à chaque « FCR providing group » et correspond au droit d'ELIA d'activer :

- Un test de capacité au maximum 2 fois par période de livraison pour chaque type de service contracté et,
- Un test d'énergie au maximum 3 fois par an, pour chaque direction et chaque type de service contracté (« FCR providing group à énergie limitée »).
- Un test d'énergie au maximum 1 fois par an, pour chaque direction et chaque type de service contracté (pour les FCR providing groups qui ne sont pas des « FCR providing groups à énergie limitée »).

Dès le moment où le fournisseur ne parvient pas à réussir complètement un des tests prévus par ELIA, ELIA a la possibilité d'effectuer un test supplémentaire (test de capacité ou test d'énergie) sur le même « FCR providing group » sans qu'il ne soit comptabilisé.

ELIA a également la possibilité d'effectuer un test (de capacité ou d'énergie) simultanément sur plusieurs « FCR providing groups » et/ou types de service FCR.

A partir des télémesures des points de livraison du fournisseur faisant partie du « FCR providing group » concerné par le test de disponibilité, ELIA vérifie que la réaction mesurée correspond au minimum au volume d'obligation de réserve primaire communiqué par le fournisseur sur ces points de livraison.

Une pénalité financière est appliquée dès le moment où la réaction mesurée est inférieure à la puissance minimale requise. Cette pénalité varie proportionnellement (facteur multiplicateur) à la différence entre réaction mesurée et puissance minimale requise par ELIA et est calculée à partir :

- de la rémunération totale mensuelle du fournisseur (€) sur la période de facturation⁹ et pour le(s) type(s) de service de réglage primaire concerné(s) par le test ;
- d'un taux d'échec (%) qui détermine le facteur multiplicateur de la pénalité et qui correspond :

⁹ La période de facturation n'est pas toujours égale à la période contractuelle, elle peut être égale ou plus longue que cette dernière. A titre d'exemple : au 1^{er} janvier 2017, la période contractuelle est hebdomadaire tandis que la période de facturation est mensuelle. Cette différence est susceptible d'évoluer dans le futur.

- Pour un test de capacité, à la différence entre puissance requise et réaction mesurée, divisée par la puissance requise testé sur le « FCR providing group » concerné ;
- Pour un test d'énergie, à la différence entre le temps minimal requis et le temps pendant lequel le fournisseur a activé, divisé par le temps minimal requis pour le type de service concerné ;
- Un facteur de multiplication β proportionnel au taux d'échec.
- Un facteur de multiplication Δ prenant en compte les résultats des 2 derniers tests de disponibilité (qu'il s'agisse d'un test de disponibilité de capacité ou d'énergie).

Une pénalité additionnelle portant sur le résultat combiné de plusieurs tests successifs est également prévue par ELIA. Ainsi, si la réaction mesurée est systématiquement inférieure à la puissance minimale requise, ELIA réduira le volume maximal du type de service de réserve primaire concerné que le fournisseur pourra offrir avec ce(s) FCR providing group(s) lors des enchères suivantes.

Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur est sujet à une limite supérieure sur la période de facturation, assurant que le coût total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux sur cette période de facturation.

Pour la R1 à l'étranger, un système de contrôle et de pénalités est appliqué par le GRT étranger.

6.3 Réserve de puissance de réglage secondaire

6.3.1 Conditions relatives aux offres

La puissance de réglage secondaire constitue un des moyens essentiels pour assurer le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge. En conséquence, les règles utilisées pour réserver la puissance de réglage secondaire doivent être conçues de manière à ce que le plus grand nombre de fournisseurs potentiels possible puisse participer à ce marché.

A cette fin, les fournisseurs potentiels ont la possibilité de remettre des offres relatives à la réserve de puissance de réglage secondaire.

Les fournisseurs potentiels peuvent remettre plusieurs offres, divisibles ou non, différentes pour un réglage à la hausse ou à la baisse ainsi que pour les heures « Peak » ou les heures « Off Peak ». Le volume des offres doit être exprimé comme un nombre entier de MW.

Les offres peuvent également être associées à des « conditions de réserve ». Celles-ci permettent de lier des offres différentes (relatives à la réserve de puissance de réglage secondaire mais également primaire) entre elles.

Les offres comprennent également un prix exprimé en €/MW/h sans attribution de prix spécifique par unité.

6.3.2 Sélection

La sélection des puissances de réglage est réalisée sur base économique, dans le cadre d'une co-optimisation de la sélection des offres pour le réglage primaire (décrite au § 6.2.1) et le réglage secondaire, ces offres pouvant être liées entre elles.

La sélection court-terme vise à ce que le volume total contracté par Elia pour la période considérée couvre au minimum le volume proposé par Elia et approuvé par la CREG au prix global pour le réglage primaire et secondaire, le plus bas possible tout en respectant les conditions relatives aux offres (pour le réglage secondaire et le réglage primaire) d'un fournisseur potentiel.

La réserve de puissance de réglage secondaire auprès d'un fournisseur se traduit pour le fournisseur par une « obligation d'offre » : en jour J-1, le fournisseur doit mettre à disposition d'Elia pour le jour suivant les volumes de puissance quart horaire réservés pour la période considérée, dans les conditions décrites au §8.3.

Le fournisseur a la possibilité d'effectuer un « transfert d'obligation d'offre » vers un autre fournisseur, via le marché secondaire décrit au § 6.7. Il a une obligation d'offre pour la

puissance réservée sur ses moyens de réglage¹⁰, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

Le 18 décembre 2018, dans sa décision (B)1879, la CREG a exempté ELIA de l'obligation d'acheter séparément la capacité d'équilibrage en amont et en aval des capacités de réglage secondaire (sur proposition d'ELIA conformément à l'article 32.3 de l'EBGL).

6.3.3 Rémunération

Sans préjudice de l'article 12 quinquies de la loi électricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, le système de rémunération de la réservation de puissance de réglage secondaire est un système de type « pay as bid » (par opposition à un système de type « pay as cleared »).

Les conditions contractuelles sont décrites dans le « contrat de réglage secondaire ».

6.3.4 Contrôle et pénalité

Les informations relatives aux volumes offerts sont vérifiées sur base du programme d'accès journalier, des caractéristiques techniques et des informations de statut des unités de production transmises dans le cadre de l'exécution du Contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production, ainsi que sur base des volumes de réserve offerts dans le cadre d'offres remises pour d'autres puissances de réglage.

Il est ainsi possible de contrôler si les volumes réservés sont effectivement mis à disposition d'Elia en day-ahead.

Le contrôle est effectué mensuellement, en comparant par quart d'heure les disponibilités, calculées sur base des offres annoncées en J-1 selon les modalités décrites au § 8.3, avec les disponibilités définies contractuellement en tenant compte des éventuels transferts d'obligation décrits au § 6.7.

Les contrôles visent à vérifier que le volume par quart d'heure mis à disposition par un fournisseur est supérieur ou égal au volume pour lequel il a une obligation d'offre.

Si ce n'est pas le cas, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure et chaque MW manquant calculé par Elia. Cette pénalité varie linéairement en fonction du « clean spark spread » d'une unité de production « type » (CCGT à un rendement de 50%) pour l'heure considérée, et est soumise à un minimum.

- La pénalité vise ainsi à être incitative vis-à-vis du coût de remplacement sur le marché secondaire des réserves manquantes pour la période considérée, coût qui fluctue d'heure en heure. Cette pénalité est donc identique pour tous les fournisseurs (pour un MW manquant sur une heure donnée), et indépendante du prix de réservation contractuel.
- Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur est sujet à une limite supérieure sur la période contractuelle, assurant que le coût total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux sur la période contractuelle.

En outre, suite à la possibilité donnée aux producteurs, dans le cadre de l'Intraday Production, de modifier les programmes d'accès journaliers de leurs unités de production jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture, et à la volonté d'Elia d'assurer un meilleur suivi des réserves en temps réel, Elia s'est dotée d'un système de suivi de la réserve globale de la zone de réglage en temps réel. En cas de besoin, Elia peut mobiliser auprès des producteurs (via des actions ad hoc telles que le démarrage d'unités lentes ou le refus de modifications de programmes) la réserve nécessaire comme spécifié dans le Règlement Technique Fédéral.

6.4 Conditions générales de sélection de la réserve tertiaire à contracter

Les conditions et modalités à propos de l'achat de capacité mFRR (incluant les règles de sélection) sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

¹⁰ La puissance réservée peut être nulle.

6.5 Réserve de puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex »

Les conditions et modalités à propos de l'achat de capacité mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

6.6 Réserve de puissance de secours auprès d'autres GRT

6.6.1 Conditions relatives aux offres et sélection

La réserve de puissance de réserve tertiaire sous la forme de puissance de secours auprès d'autres GRT s'effectue sur une base bilatérale entre GRT voisins. Dans ce cadre Elia a ainsi conclu des contrats avec TenneT, RTE et NGESO qui facilitent le partage des réserves.

6.6.2 Rémunération

La réserve de puissance de secours est bilatérale et symétrique. La réserve n'est ni rémunérée, ni garantie.

6.7 Fonctionnement du marché secondaire

6.7.1 Fonctionnement du marché secondaire pour FCR & aFRR

Un fournisseur de réglage primaire ou secondaire auprès duquel de la puissance de réglage a été réservée (via une/des unité(s) technique(s) CIPU ou non-CIPU), a la possibilité de transférer son obligation de réserve vers un autre fournisseur, moyennant accord de ce dernier, pour une partie ou la totalité du volume et/ou de la période concernée. Ce dernier reprend les obligations du premier fournisseur en utilisant, à sa discrétion, ses unités techniques CIPU ou non-CIPU ou une combinaison des deux à condition que ses nouvelles obligations ne dépassent pas les capacités qu'il a pré-qualifiées pour le ou les produits correspondants. Il est également possible pour un fournisseur de transférer des obligations au sein de son propre portefeuille entre unités CIPU et non-CIPU.

Les transferts d'obligation de réserve peuvent avoir lieu à la fois en day-ahead et en intraday et doivent être notifiés à Elia en précisant les volumes et les quarts d'heure exacts relatifs au transfert.

Pour les transferts en day-ahead, Elia vérifie notamment la consistance¹¹ entre les notifications des deux fournisseurs avant d'accepter le transfert d'obligation. Le processus day-ahead (notification ainsi que vérification et validation) se déroule comme suit :

- Toutes les notifications doivent être introduites par les deux fournisseurs avant la clôture d'un premier guichet (13:30).
- Elia vérifie la consistance des notifications et, le cas échéant, les accepte. Elle fait part des résultats de ses vérifications aux fournisseurs.
- Les fournisseurs dont les notifications n'ont pas été acceptées ont la possibilité d'introduire leurs notifications adaptées avant la fermeture d'un second guichet (14:00).
- Les fournisseurs introduisent auprès d'Elia, conformément aux procédures applicables en day-ahead, les nominations pour l'activation des puissances de réserve primaire et secondaire (via des unités CIPU et non-CIPU) pour un volume égal à celui des obligations initialement contractées augmenté / diminué de la puissance transférée.

Les résultats définitifs seront communiqués après le second guichet et avant la clôture des nominations en J-1 pour le jour J.

¹¹ Une notification de transfert est considérée comme consistante si les volumes et quarts d'heure notifiés par le fournisseur qui transfère son obligation d'offre correspondent exactement à ceux notifiés par le fournisseur qui la reprend

Le processus intraday peut être utilisé dès le moment où Elia a validé les nominations day-ahead des unités techniques CIPU. Un échange d'obligation via le processus intraday se termine au plus tard à minuit le lendemain (en jour J). Le processus intraday se déroule comme suit :

- La notification est introduite par le fournisseur qui transfère son obligation et doit être approuvée par le fournisseur qui reprend l'obligation endéans un certain délai (1 heure) avant le début de la période de livraison.
- Elia vérifie que le transfert d'obligation ne pose pas de problème à la sécurité du réseau et, le cas échéant, l'accepte. Elia pourra refuser un transfert d'obligation qui génère un problème de congestion.
- Les fournisseurs introduisent auprès d'Elia, conformément aux procédures applicables en, les nominations pour l'activation des puissances de réserve primaire (via des unités CIPU et non-CIPU), pour un volume égal à celui des obligations initialement contractées augmenté / diminué de la puissance transférée. En intraday, il n'y a pas de processus de nomination pour l'activation des puissances de réserve secondaire via des unités techniques CIPU. Les nominations introduites en day-ahead pour ces unités sont dès lors automatiquement mises à jour en fonction des informations renseignées (notamment le nom de l'unité technique CIPU) dans la notification d'échange d'obligation de réserve. L'impact sur les prix d'activation des puissances de réserve secondaire et tertiaire via des unités techniques CIPU est détaillé dans la note « Study on the extension of the secondary market for reserve » publié sur le site web d'Elia¹².

6.7.2 Fonctionnement du marché secondaire pour mFRR

Les règles de fonctionnement du marché secondaire pour le transfert d'obligations mFRR sont définies dans les T&C BSP mFRR.

¹² Se référer au document sur <https://www.elia.be/nl/elektriciteitsmarkt-en-systeem/document-library>

7 Foisonnement IGCC

7.1 Principe

Au sein d'une région comprenant plusieurs zones de réglages distinctes interconnectées, des déséquilibres de signe opposé dans certaines de ces zones peuvent se produire à un moment donné.

Le foisonnement IGCC consiste en une mise en commun d'une partie des déséquilibres individuels des zones de réglage dans un « pool ». Le foisonnement dans ce pool des déséquilibres de sens opposés permet ainsi de réduire le volume global de la puissance de réglage à activer dans toute la région, et d'éviter les activations qui auraient eu lieu dans les sens opposés.

En outre, l'opération de foisonnement de puissances IGCC réduit l'ACE de chaque zone de réglage et de ce fait les moyens propres devant être activés par chaque GRT participant afin de rétablir l'équilibre dans sa zone.

Cette opération de foisonnement se produit en continu avec une fréquence de rafraîchissement du signal de déséquilibre de 5 secondes.

La puissance de déséquilibre pouvant être mise en commun dans le pool est limitée d'une part par la capacité disponible aux frontières, après clôture des allocations de capacité intra-journalières et d'autre part par le volume de puissance de réglage secondaire réservée par chaque GRT.

Elia supprimera progressivement cette dernière limite à partir de février 2020. La limite sera d'abord relâchée jusque 200MW, ensuite par étape de 100MW, pour atteindre 500MW en juin 2020 avant de complètement supprimer la limite d'ici juillet 2020. Chaque étape dure 1 mois et sera initiée sous réserve de résultats positifs des analyses réalisées à l'étape précédente. Dans le cas où il apparaîtrait que la limite ne peut être supprimée pour des raisons opérationnelles, Elia en informera la CREG.

Par ailleurs, la participation d'une zone de réglage au foisonnement IGCC peut également être limitée ou interrompue temporairement en cas de danger potentiel pour la sécurité de l'équilibre de cette zone.

Le déséquilibre résiduel de chaque zone, après foisonnement par IGCC devra être compensé par le GRT correspondant avec les moyens de réglage à sa disposition. Pour la zone de réglage belge, le déséquilibre résiduel sera compensé conformément aux dispositions prévues dans les présentes règles pour restaurer l'équilibre.

Un module d'optimisation est implémenté dont les principes sont les suivants :

- Le partage entre TenneT NL et Elia de la capacité à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne sera effectué au prorata de la capacité demandée.
- Un échange est également possible entre TenneT NL et Elia y compris lorsque la capacité à la frontière entre les Pays-Bas et l'Allemagne est nulle.

7.2 Détermination des volumes importés/exportés par chaque GRT

Après mise en commun et foisonnement du déséquilibre (partiel ou total) des différentes zones de réglage, le déséquilibre global net du pool est redistribué entre celles-ci de la manière suivante :

- Les zones dont le déséquilibre individuel initial mis en commun était de signe contraire au déséquilibre net du pool, se voient allouer un déséquilibre résultant¹³ nul.
- Le déséquilibre net global du pool est alors redistribué¹⁴ parmi les zones dont le déséquilibre individuel initial mis en commun était du même signe que celui du déséquilibre net du pool. La distribution se fait au prorata du volume mis en commun.

¹³ hors partie du déséquilibre individuel initial qui n'a pas été mise en commun.

¹⁴ hors partie du déséquilibre individuel initial qui n'a pas été mise en commun.

Le déséquilibre résiduel final de chaque zone de réglage sera donc constitué du déséquilibre résultant ainsi que de la partie du déséquilibre initial qui n'a pas été mise en commun.

7.3 Puissance importée/exportée pour foisonnement IGCC

Le bénéfice global calculé est réparti entre les GRT de façon à refléter pour chacun d'entre eux, les coûts d'activation de puissance de réglage économisés.

Le décompte se fait en deux temps :

- 1 Calcul du prix d'opportunité pour chaque GRT
- 2 Le prix du règlement par MWh pour un quart d'heure donné correspond à la moyenne des prix d'opportunité de chaque GRT pondérée par les volumes compensés par IGCC pour chaque GRT. Ce prix est identique aussi bien pour les volumes importés qu'exportés par chaque zone de réglage.

Dans les cas où il y a un bénéfice global et qu'au minimum un membre IGCC a un bénéfice négatif pour un quart d'heure donné, ce bénéfice négatif est mis à 0 et le bénéfice global est réduit proportionnellement pour chaque GRT.

Les volumes de déséquilibre échangés entre GRT (aussi bien en export qu'en import) sont réglés au prix défini ci-dessus.

Un exemple de calcul du prix de règlement est repris en annexe 2.

7.4 Valorisation des volumes importés/exportés dans le tarif de l'énergie d'équilibrage

Bien que l'échange de puissances entre GRT par foisonnement IGCC ne constitue pas à proprement parlé un service auxiliaire (réservé, contrôlé et activé), il contribue à la restauration de l'équilibre dans la puissance de réglage. Le volume exporté ou importé par la zone de réglage belge vers le pool est donc un élément constitutif du NRV.

Etant donné que sans foisonnement IGCC, le volume échangé avec le pool est compensé par l'activation de puissance de réglage secondaire, l'import ou export d'énergie vers le pool sera valorisé dans les tarifs de l'énergie d'équilibrage de la façon suivante :

- L'import sera valorisé au prix marginal à la hausse du réglage secondaire¹⁵;
- l'export sera valorisé au prix marginal à la baisse du réglage secondaire¹⁶.

Ainsi, contrairement à la valeur du réglage du foisonnement IGCC entre les différentes GRT participants, les tarifs ne sont pas influencés par les prix d'opportunité des autres GRT et reflètent bien comme prévu les coûts relatifs au réglage secondaire qu'aurait encouru Elia à court terme pour la compensation du déséquilibre.

Un exemple chiffré du processus de foisonnement, ainsi que des valeurs de la rémunération et de valorisation de ce dernier dans les tarifs d'équilibrage est décrit en annexe 2.

¹⁵ comme défini au paragraphe 9.2

¹⁶ comme défini au paragraphe 9.2

8 Activation de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge

8.1 Généralités

Dans cette partie du document, sont examinées les règles de fonctionnement qui sont d'application lors de l'activation de la puissance de réglage primaire, secondaire, tertiaire (mFRR Standard, mFRR Flex, des offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse ou à la hausse et de la puissance de secours entre GRT).

L'impact de l'activation de la puissance de réglage sur le(s) périmètre(s) d'équilibre du BRP (des BRPs) concerné(s) est décrit dans le Contrat BRP. Comme indiqué précédemment et de manière comparable avec la majorité des mécanismes d'ajustement en Europe, les rémunérations de l'activation de ces puissances constituent la référence pour la formation des prix / tarifs pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Les T&C BSP mFRR peuvent imposer un prix maximum pour le prix des offres d'énergie d'équilibrage de réserve tertiaire (contractée ou non-contractée).

Chaque fois que le prix d'une offre d'énergie d'équilibrage de réserve tertiaire à la hausse atteint ou dépasse 100% de ce prix maximum, Elia enverra à la CREG dans un délai de trois semaines un rapport reprenant le volume et le prix des offres d'énergie d'équilibrage de réserve relatives à un intervalle de temps jugé pertinent couvrant au minimum la période s'étendant de 12 heures avant le (premier) quart d'heure de la journée où le prix maximum est atteint ou dépassé jusqu'à 12 heures après le (dernier) quart d'heure où le prix maximum est atteint ou dépassé, et analysant les circonstances ayant conduit le marché à proposer de tels prix.

Suite à l'envoi d'un tel rapport à la CREG, ou si le montant minimum du tarif de déséquilibre lors de l'activation de la réserve stratégique en cas de déséquilibre structurel défini dans la Proposition Tarifaire ou la Proposition Tarifaire actualisée approuvée par la CREG est modifié, Elia pourra envoyer à la CREG une nouvelle proposition des T&C BSP mFRR incluant une adaptation du prix maximum.

8.2 Activation de la puissance de réglage primaire

8.2.1 Contrôle et pénalités

Le contrôle d'activation s'effectue sur base mensuelle à partir de données de mesure, pour un maximum de 6 déviations de fréquence par mois et 2 par période contractuelle. Il est effectué par ELIA afin de vérifier l'exactitude de la réponse d'un fournisseur à une variation de fréquence sélectionnée et est réalisé à partir de tous les « FCR providing groups » nommés pour le(s) type(s) de service de réglage primaire concerné(s) par la variation de fréquence analysée. Le contrôle est effectué sur les mêmes déviations pour tous les fournisseurs, en comparant la puissance de réglage attendue et celle effectivement fournie :

$$\alpha = \max((P_{\text{Required}} - P_{\text{Supplied}}) / P_{\text{Required}} ; 0).$$

Un système de pénalités en cas d'activation non conforme des réserves primaires est prévu. Ces pénalités évoluent selon la valeur du facteur α calculé ci-dessus multipliée par un facteur de 0,2 et sont déterminées à partir de la rémunération de la réservation du fournisseur sur la période de facturation pour les types de services de réglage primaire concernés par la déviation de fréquence observée.

La limite supérieure des pénalités sur la période de facturation décrite au point 6.2.6 est d'application.

En outre, Elia a le droit d'activer des réserves dans le but de contrôler leur disponibilité.

8.3 Activation de la puissance de réglage secondaire

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci, telles qu'Elia les fait figurer dans les appels d'offres.

8.3.1 Conditions relatives aux offres

Chaque fournisseur auprès duquel Elia a réservé de la puissance de réserve secondaire (ou qui s'est engagé pour faire offre à la place d'un autre fournisseur, conformément aux dispositions décrites au point 6.7) doit offrir, en jour J-1, pour le jour suivant, au minimum la quantité pour laquelle il a une obligation d'offre.

Ceci signifie que le fournisseur est libre d'offrir plus que le minimum pour lequel il s'est engagé.

Les fournisseurs n'ayant aucune obligation d'offre peuvent également offrir librement de la puissance de réglage secondaire en jour J-1 pour le jour suivant, pour autant qu'ils satisfassent aux conditions techniques imposées pour la participation à ce service, ce qui est garanti par la signature préalable d'un contrat de réglage secondaire portant sur une puissance réservée égale à 0 MW.

Tous les fournisseurs doivent annoncer en jour J-1, la liste des unités qui pourront participer au réglage secondaire en jour J. Les offres de prix pour un réglage à la hausse et/ou à la baisse sont, en conséquence, relatives à chacune des unités que le producteur annonce en jour J-1 comme pouvant participer respectivement à la hausse et/ou à la baisse. Les offres ne peuvent pas être modifiées en intraday (après la sélection en J-1 telle que décrite en 8.3.2) selon une procédure de nomination similaire à celle en vigueur en day-ahead. Pour cela, le fournisseur utilisera le marché secondaire des réserves (décrit en section 6.7) en intraday.

Les offres doivent répondre aux critères suivants :

- chaque offre porte sur un quart d'heure ainsi que sur une unité;
- chaque offre comprend à la fois un volume et un prix pour l'activation de puissance de réglage à la hausse et/ou un volume et un prix pour l'activation de puissance de réglage à la baisse ;
- tout volume offert est un multiple de 0.1 MW et est supérieur ou égal à 1 MW ;
- le prix de l'offre pour activation de puissance de réglage à la hausse (« prix à la hausse ») et le prix pour activation de puissance de réglage à la baisse (« prix à la baisse ») doivent avoir un signe positif ou nul. Un prix à la hausse positif signifie, en cas d'activation par Elia, une rémunération de la part d'Elia au fournisseur ayant fait l'offre. Un prix à la baisse positif signifie, en cas d'activation par Elia, une rémunération à Elia de la part du fournisseur ayant fait l'offre ;
- chaque offre est, dans le chef d'Elia, partiellement activable en temps et en volume ;
- la somme de toutes les offres d'un fournisseur représente, par quart d'heure de la journée concernée, au minimum le volume réservé en tenant compte des éventuels transferts d'obligation vers/provenant d'autres fournisseurs.

Les prix des offres d'activation relatives au réglage secondaire sont soumis à des limitations décrites ci-dessous :

- une limitation des prix des offres pour activation du réglage secondaire à la hausse par un « Cap » absolu, valable pour tous les types d'unités. Ce Cap est situé à 40€/MWh au-dessus d'un coût de combustible de référence (Fuel Cost générique, FCgen défini au § 2.1 comme le prix de combustible d'une unité « type ». L'unité type étant définie comme une unité CCGT à un rendement de 50%).
- Une limitation des prix des offres pour l'activation du réglage secondaire à la baisse par un « Floor » égal à 0€/MWh.

Ainsi,

$$\text{Prix des offres } OBS_{k,i,j} \leq FC_{gen} + 40\text{€/MWh}$$

$$\text{Prix des offres } ABS_{k,i,j} \geq 0\text{€/MWh}$$

En cas d'indisponibilité du système d'offres, les prix d'offres pour des réglages de puissance à la hausse ou à la baisse dans le cadre du réglage secondaire seront estimés en back-up grâce aux formules suivantes :

$$\text{Prix des offres } OBS_{k,i,j} = \max(0 ; \min(\text{prix de référence du marché day-ahead belge} + 5\text{€/MWh} ; FC_{gen} + 40\text{€/MWh}))$$

Prix des offres $ABS_{k,i,j} = \max(\text{prix de référence du marché day-ahead belge} - 5\text{€/MWh} ; 0)$

Compte tenu de leur interaction avec la formation du prix de réservation des puissances, les limitations du prix des offres et formules de substitution sont annoncées dans le cadre de l'appel d'offre public à court terme relatif à la réservation de celle-ci.

8.3.2 Sélection

En jour J-1, après réception de toutes les offres, Elia sélectionne parmi celles-ci, sur base quart horaire, une puissance de réglage souhaitée à la fois à la hausse et à la baisse. Cette puissance de réglage fait l'objet d'une « limite supérieure » égale à la puissance totale réservée sur la période concernée. Cette sélection s'effectue selon un merit-order économique. La puissance ainsi sélectionnée peut être composée à la fois de puissance réservée et non réservée.

Les offres de puissance de réglage à la hausse sont ainsi rangées de l'offre de prix la plus basse à l'offre de prix la plus haute ; la sélection s'effectue en choisissant parmi celles-ci, les offres les plus avantageuses à concurrence de la valeur de puissance souhaitée.

Un merit-order identique est mis en œuvre pour les offres de puissance de réglage à la baisse, dans lequel le classement des offres se fait de l'offre de prix la plus haute (rémunération d'Elia par le producteur) à l'offre de prix plus basse.

La sélection peut donc être établie sur base d'offres d'un ou de plusieurs acteurs offrant de la puissance dans le cadre du réglage secondaire. Elle peut également être différente pour un quart d'heure donné, pour le réglage à la hausse et le réglage à la baisse.

Les offres de volumes qui n'ont pas été retenues (complètement ou en partie) pour l'activation de la puissance de réglage secondaire sont traitées comme des offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse ou à la hausse comme décrit au § 8.4.

La répartition entre les différents fournisseurs, des offres ainsi sélectionnées, est déterminante à chaque quart d'heure pour le pilotage de la puissance de réglage secondaire. Ce pilotage s'effectue via le signal de réglage, « delta_PR2 », suivi au niveau du dispatching national d'Elia. Ce signal est basé sur l'ACE et est déterminé par un régulateur « secondaire » automatique. Il est envoyé toutes les 10 secondes vers les fournisseurs sélectionnés.

Pour un quart d'heure donné, le signal de réglage sera piloté au prorata¹⁷ de la part de chaque acteur de marché dans la sélection. Ce prorata peut éventuellement être différent en ce qui concerne la puissance de réglage à la baisse et la puissance de réglage à la hausse. Le signal est calculé pour chaque fournisseur sélectionné et est envoyé globalement à celle-ci, pour la part qui la concerne, c'est à dire pour l'ensemble des unités de production concernées par ce service et sélectionnées en J-1.

Le signal « delta_PR2 » envoyé par Elia à un fournisseur sélectionné concerne l'ensemble du parc de production prévu par celle-ci en jour J-1 pour le réglage secondaire. Le producteur est toutefois libre de réorganiser son portefeuille et de réaliser le réglage demandé avec n'importe laquelle de ces unités reprise dans son contrat tant que :

- le volume global mis à disposition d'Elia pour le réglage secondaire est égal à la somme des volumes des offres sélectionnés en J-1 et que
- la réaction totale fournie est conforme aux spécifications contractuelles, et notamment à la vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées en J-1.

Elia dispose des informations temps réel relatives à la participation au réglage secondaire de chaque unité (mesures et signaux temps réel échangés entre Elia et le producteur).

Un exemple chiffré de sélection des offres pour activation de puissance de réglage secondaire est donné au point 2 de l'annexe 1 du présent document.

¹⁷ La répartition prorata a pour avantage que plusieurs unités de production peuvent être alignées en même temps ce qui permet de fournir plus rapidement la puissance de réglage secondaire et une réduction plus rapide du déséquilibre avec pour conséquence, une limitation du volume d'énergie activée et du coût.

8.3.3 Rémunération

La rémunération d'un fournisseur de R2 reste liée au prix moyen pondéré des offres sélectionnées en jour J-1 même si le producteur a dû pour une raison quelconque réaliser l'activation au moyen d'une unité dont le prix d'activation est plus élevé.

Le décompte de la puissance activée dans le cadre du réglage secondaire est réalisé sur base du principe « pay as bid ». En d'autres mots, la puissance activée (correspondant au signal envoyé à un BRP, intégré sur un quart d'heure) est rémunérée aux prix des offres remis par cet BRP.

$$VAOS_{i,j} = VOS_{i,j} - VAS_{i,j}$$

Avec

$$VOS_{i,j} = \int_{qh=j} \text{delta_} P_{O,i,j} dt * POS_{i,j}$$

Et

$$VAS_{i,j} = \int_{qh=j} \text{delta_} P_{A,i,j} dt * PAS_{i,j}$$

Comme les prix des offres sont toujours positifs ainsi que décrit précédemment, le signe du signal intégré $\text{delta_}P_{R2}$ est déterminant pour le résultat. On obtient ainsi :

- un paiement de Elia au BRP i de $VOS_{i,j}$ pour l'activation du réglage secondaire à la hausse par le BRP i, durant le quart d'heure j ;
- un paiement du BRP i à Elia de $VAS_{i,j}$ pour l'activation du réglage secondaire à la baisse par le BRP i, durant le quart d'heure j ;

$VAOS_{i,j}$ n'est utilisé que dans le cadre de la rémunération du BRP i. Un exemple chiffré de la rémunération de la puissance de réglage secondaire est donné au point 3 de l'annexe 1 du présent document.

8.3.4 Contrôle et pénalités

Le contrôle de l'activation s'effectue, par fournisseur sélectionné, en comparant les éléments suivants :

$$\left(\sum P_{mesurées(1)} - \sum P_{ref(1)} \right) \langle \rangle \text{delta_} P$$

pour l'ensemble des unités qui participent à ce moment au réglage secondaire

Le signal P_{ref} , donnant la situation de référence de chaque unité participant au réglage secondaire doit être transmis à Elia pour chacune des unités concernées.

Ce contrôle s'effectue ex-post, sur base continue c'est-à-dire en appliquant la formule ci-dessus pour chaque quart d'heure de la période contractuelle. En cas d'activation non conforme, des pénalités sont appliquées. Ces pénalités sont proportionnelles à un facteur forfaitaire ainsi qu'à la valeur absolue de l'écart entre les puissances de réglage requise et fournie. La limite supérieure des pénalités sur la période contractuelle décrite au point 6.3.4 est d'application.

8.4 Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques CIPU

Les conditions et modalités à propos de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

8.5 Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU

Les conditions et modalités à propos de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

8.6 Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques CIPU

Les conditions et modalités à propos de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

8.7 Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU

Les conditions et modalités à propos de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage mFRR sont décrites dans les T&C BSP mFRR.

8.8 Les Puissance de secours entre GRT

Si les activations ci-dessus ne suffisent pas pour restaurer l'équilibre de la zone de réglage d'Elia ou si Elia prévoit de ne pas disposer de réserves suffisantes pour assurer l'équilibre de sa zone de réglage, Elia peut faire appel à une puissance de réglage non garantie auprès d'un GRT voisin tant pour le réglage à la hausse qu'à la baisse de la zone de réglage belge.

Le recours de la part d'Elia à cette puissance de secours auprès d'un gestionnaire de réseau voisin pour compenser un déséquilibre dans la zone de réglage belge, sera valorisé dans le calcul du tarif l'énergie d'équilibrage comme suit :

- Activation à la hausse : la rémunération de l'activation
- Activation à la baisse :
 - Le minimum entre -100€/MWh et la rémunération de l'activation
 - Un montant forfaitaire fixé à -100€/MWh dans les situations où l'activation de la puissance de secours à la baisse entre GRT¹⁸ est nécessaire et devrait être activée conformément à la séquence d'activation décrite au point 8.9 mais n'est pas disponible.

Si l'activation de cette énergie est demandée à Elia par un gestionnaire de réseau voisin dans le cadre d'un déséquilibre dans sa propre zone de réglage, celle-ci n'aura aucune influence sur le tarif de compensation des déséquilibres quart-horaires en Belgique.

Dans le cas où, après activation d'une offre destinée au réglage de l'équilibre d'un gestionnaire de réseau voisin, la zone de réglage belge, a subitement besoin de puissance

¹⁸ Situations où tous les moyens de réglage, activés avant l'appel à de la puissance de secours entre GRT conformément au point 7.10 sont épuisés et où le déséquilibre résiduel du système reste cependant positif.

de réglage pour ses propres besoins, ce sont les offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la hausse les plus chères et les offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse les moins profitables qui seront utilisées pour les besoins du gestionnaire de réseau voisin. Dans ce cas, ni le volume activé pour le gestionnaire de réseau voisin, ni le prix marginal payé (ou la rémunération reçue) pour celui-ci, ne seront pris en considération pour le calcul du prix de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

8.8.1 Rémunération

Le décompte de la puissance activée dans le cadre du réglage via le secours entre GRT s'effectue suivant le principe « pay-as-bid ». Le prix est fixé bilatéralement par contrat.

Pour la puissance de réglage à la hausse, on a :

$$VAOT_{i,j} = \sum_{k=bids_activés} \left[\int_{qh=j} AOT_{k,i,j} dt * POT_{k,i,j} \right]$$

Etant donné que les prix des offres sont toujours positifs, VAOT_{i,j} est toujours positif ce qui implique un paiement de Elia au GRT i.

Pour la puissance de réglage à la baisse, on a :

$$VAAT_{i,j} = \sum_{l_activated_bids} \left[\int_{qh=j} AAT_{l,i,j} dt * PAT_{l,i,j} \right]$$

Etant donné que les prix des offres peuvent être positifs ou négatifs, VAAT_{i,j} peut également avoir un signe positif ou négatif. Un signe positif de VAAT_{i,j} signifie un paiement du GRT i à Elia. A l'inverse, un signe négatif de VAAT_{i,j} implique un paiement de Elia au GRT i.

8.9 Merit order technico-économique

Lorsqu'un risque que le réglage secondaire soit saturé est identifié, Elia entreprend des activations manuelles d'offre(s) de puissance de réglage tertiaire afin de prévenir la saturation de la réserve secondaire. L'identification du risque ainsi que le volume de réglage activé sont faits par Elia sur base du déséquilibre de la zone de réglage belge tenant compte de toutes les données pertinentes comme les erreurs de prévision de la charge et de la production d'origine renouvelable et les variations d'échanges d'énergie aux frontières. Elia fait appel à ses possibilités de réglage tertiaire en activant:

- les offres d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire non-contractée (incluant les offres de puissance non sélectionnées dans le cadre du réglage secondaire) et/ou ;
- les offres d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire contractée (mFRR Standard et mFRR Flex) et/ou ;
- l'activation de puissance de secours auprès d'autres GRT.

Pour cette sélection, les moyens mentionnés précédemment sont activés selon la séquence et les règles suivantes :

- 1) Activation des offres d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire non-contractée (à la hausse ou à la baisse, en ce compris les offres de puissance non-sélectionnées dans le cadre du réglage secondaire) et de réglage tertiaire contractée mFRR Standard . Les unités techniques CIPU à l'arrêt mais capable d'activer leur puissance dans un délai de 15 minutes dans le cadre de la puissance de réglage tertiaire non-contractée et de la puissance de réglage tertiaire contractée mFRR Standard sont considérées. Ces activations sont effectuées séquentiellement, offre par offre, selon le principe de merit order technico-économique sur base des prix d'activation et de la puissance minimale d'activation. Chaque fois qu'une offre de prix strictement inférieur au prix maximum des offres activées n'est pas activée ou l'est partiellement, Elia envoie à la CREG dans un délai de 3 semaines un rapport incluant la définition des offres, identifiant les offres concernées et analysant les raisons de la non-activation ou de l'activation partielle. Les prix considérés ci-dessus incluent un éventuel coût de démarrage tel que décrit plus bas. Ce rapport

n'est pas envoyé si la non activation ou l'activation partielle résulte d'une congestion.

- 2) Activations des offres d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire contractée mFRR Flex séquentiellement, offre par offre, selon un principe de merit order technico-économique sur base des prix d'activation.
- 3) Les activations par Elia du secours mutuel entre gestionnaires de réseau voisins.
- 4) Si les tous volumes activables aux étapes précédentes ont été activés et ne suffisent pas, et qu'il reste de la marge disponible sur de la réserve stratégique tournante¹⁹, cette marge sera activée avant l'activation du plan de délestage.

Les ressources mentionnées dans les points 2 et 4 ci-dessus ne concernent que des activations de puissance à la hausse.

Elia tient compte, dans ses activations :

- de l'impact de ces dernières sur la congestion et la sécurité du réseau
- de la nécessité du maintien d'une production minimum sur certaines unités en vue d'assurer à tout moment la sécurité et fiabilité du réseau, pour garantir la disponibilité de réserves primaire et secondaire.

En cas d'activation d'une offre d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire (contractée ou non) via une unité technique CIPU à l'arrêt, le coût de démarrage (exprimé en €) de l'unité est intégrée au prix d'activation avec donc un impact sur le merit order économique. Dans ce cas, la formule pour calculer le prix d'activation utilisé pour le mérit order économique est la suivante :

$$\text{Prix d'activation [€/MWh]} =$$

$$\text{Prix Offre Puissance Réglage Tertiaire [€/MWh]} + (\text{Coût Démarrage [€]} / \text{Pmax [MW]} * x)$$

Avec :

- Prix Offre Puissance Réglage Tertiaire [€/MWh] : le prix de l'offre d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire à la hausse (contractée ou non) via une unité technique CIPU à l'arrêt.
- Coût Démarrage [€] : le coût de démarrage de l'unité technique CIPU tel que défini dans le T&C BSP mFRR.
- Pmax [MW] : la puissance maximale de l'unité technique CIPU telle que nominée dans la cadre du Contrat CIPU.
- Le facteur « x » appliqué est égal à 4 pour les unités pouvant démarrer en 15 minutes. L'entière du coût de démarrage de l'unité est ainsi allouée à un quart d'heure pour les unités pouvant démarrer en 15 minutes.

L'activation de la réserve tertiaire mFRR Flex après la réserve tertiaire mFRR Standard est justifiée par le fait que la réserve tertiaire mFRR Standard peut être activée un nombre illimité de fois tandis que pour l'activation de la réserve tertiaire mFRR Flex la durée maximale d'activation et la durée minimale entre deux activations successives doivent être tenues en compte. Elia active donc prioritairement la réserve tertiaire mFRR Standard, puis la réserve tertiaire mFRR Flex.

Si un classement économique des offres d'énergie d'équilibrage de réglage tertiaire mFRR Standard et mFRR Flex était utilisé comme critère de choix, l'ensemble des activations possibles de la réserve tertiaire mFRR Flex pourraient être rapidement utilisés, ce qui pourrait poser des problèmes plus tard au réseau Elia.

Activation des slow CIPU bids

¹⁹ Il s'agit dans ce cas d'une unité SGR qui se trouve dans une phase de « Livraison Effective » telle que défini au chapitre 7 des règles de fonctionnement de la réserve stratégique

En application de l'article 226 du Règlement Technique Fédéral Elia peut, en fonction des besoins opérationnels, activer la flexibilité disponible sur les unités de production et sur les parcs non-synchrone de stockage avec une puissance nominale de 25MW ou plus, qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée dans un délai de 15 minutes ou les unités qui sont soumises à des contraintes techniques (telles qu'une durée minimale d'activation de plusieurs quarts d'heure ou une durée minimale entre deux activations successives).

Le cas échéant, ces unités seront activées par Elia en fonction des besoins opérationnels.

Elia tient compte d'un merit order technico-économiques entre ces unités lorsqu'il s'agit d'activer plusieurs unités de ce type « slow CIPU bids » au même moment. Au sein des unités CIPU qui ne peuvent activer la puissance demandée en 15 minutes, la comparaison se fera sur le prix de la première heure d'activation et tiendra compte des coûts de démarrage répartis sur la première heure pour les unités CIPU lentes.

En cas d'activation d'un « slow CIPU bid » via une unité technique CIPU à l'arrêt, le coût de démarrage (exprimé en €) de l'unité est intégrée au prix d'activation avec donc un impact sur le merit order économique entre « slow CIPU bids ». Dans ce cas, la formule pour calculer le prix d'activation utilisé pour le mérit order économique est la suivante :

Prix d'activation [€/MWh] =

*Prix Offre [€/MWh] + (Coût Démarrage [€] / Pmax [MW] * x)*

Avec :

- Prix Offre [€/MWh] : le prix de l'offre d'énergie à la hausse (non-contractée) via une unité technique CIPU à l'arrêt, soumis dans le cadre de la procédure de nomination (éventuellement mis à jour en intraday) décrite dans le Contrat CIPU.
- Coût Démarrage [€] : le coût de démarrage de l'unité technique CIPU tel que défini dans le Contrat CIPU.
- Pmax [MW] : la puissance maximale de l'unité technique CIPU telle que nommée dans la cadre du Contrat CIPU.
- Le facteur x appliqué est égal à 1 pour les unités CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée dans un délai de 15 minutes. L'entièreté du coût de démarrage de l'unité est ainsi allouée à une heure pour les unités qui ne peuvent pas démarrer en 15 minutes.

En outre, les règles suivantes sont d'application :

- Toute annulation d'une activation d'une unité technique CIPU à l'arrêt avant le début de la période d'activation donnera lieu à une rémunération des coûts de démarrage, sans préjudice des autres conditions énumérées ci-dessous. Le coût de démarrage n'est pas appliqué en cas de prolongation d'une offre.
- Le coût de démarrage n'est pas appliqué s'il est prévu que l'unité technique CIPU en question soit en fonctionnement durant un des quarts d'heure de l'activation, le quart d'heure précédent ou le quart d'heure suivant l'activation selon le dernier programme nominé dans le cadre du contrat CIPU.
- Les règles suivantes s'appliquent dans le cas particulier d'une Production Plant avec de multiples Production Units (tels que définies dans le contrat CIPU) :
 - Le coût de démarrage n'est pas appliqué s'il est prévu qu'au moins une des Production Unit(s) de la Production Plant soit en fonctionnement durant un des quarts d'heure de l'activation, le quart d'heure précédent ou le quart d'heure suivant l'activation selon le dernier programme nominé dans le cadre du contrat CIPU.
 - Dans le cas où plusieurs coûts de démarrage sont possibles pour une Production Plant en fonction de la configuration de Power Unit(s) choisie, la configuration pour laquelle le rapport coût de démarrage / Pmax est le plus faible est retenue.

9 Transparence / Information du marché

Elia fournit à l'ENTSO-E les informations sur les marchés d'équilibrage conformément à l'article 17 du règlement (UE) Nr. 543/2013 de la Commission du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés d'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) nr. 714/2009 du Parlement européen et du Conseil.

Elia publie l'information conformément à l'article 12(3) de l'EBGL sur la plateforme pour la transparence des informations de l'ENTSO-E conformément aux articles 12(4) et 12(5).

Conformément à la proposition faite par Elia à la CREG dans son courrier portant référence 20060523-TRAN-RR-HLE-025 du 23 mai 2006, Elia publie sur son site web :

- Des informations relatives à l'offre de puissance de réglage secondaire et tertiaire.
- Des informations relatives aux offres de puissance de réglage secondaire et tertiaire activées
- Des informations relatives aux besoins de la zone de réglage belge en matière d'énergie de réglage.
- Une information générale sur le fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Ces diverses publications sont réalisées afin d'assurer une transparence suffisante du mécanisme d'équilibrage mis en place et de donner aux différents acteurs de marché, qu'il s'agisse des responsables d'équilibre pour la gestion de leur équilibre ou des fournisseurs de services auxiliaires pour qu'ils puissent avoir une certaine visibilité sur le marché auquel ils participent, un certain nombre d'informations sur le marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires.

9.1 Informations relatives à l'offre de puissance de réglage

Le but est ici de donner au marché, une image la plus correcte possible, de l'offre de puissance de réglage. Pour ce faire, il est nécessaire de donner à la fois une information sur le volume et sur le prix des offres. Deux publications sont réalisées :

- une publication des volumes des offres de puissance de réglage secondaire et tertiaire.

Il s'agit d'une publication en jour J-1, sous forme graphique et numérique téléchargeable, des volumes des différentes réserves secondaire et tertiaire activables en 15 minutes le jour J, par Elia dans le cadre de la compensation des déséquilibres quart-horaire de la zone de réglage.

Les différents types de puissance de réglage suivants sont identifiés :

- le total des offres de puissance à la hausse sélectionnées en jour J-1, par Elia, dans le cadre du réglage secondaire ;
- le total des offres de puissance à la baisse sélectionnées en jour J-1, par Elia, dans le cadre du réglage secondaire ;
- le total des offres de puissance de réglage tertiaire réservées annoncées en jour J-1 ;
- le total des offres de puissance à la hausse activables sous forme d'offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la hausse (puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques CIPU et non-CIPU activables en 15 minutes), disponible à la hausse. Pour les offres de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU les limites de prolongation sont prises en compte ;
- le total des offres de puissance à la baisse activables sous forme d'offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse (puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques CIPU et non-CIPU), disponible à la baisse. Pour les offres de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU les limites de prolongation sont prises en compte ;

Afin de donner une image des réserves de puissance effectivement disponibles tout au long de la journée, l'hypothèse suivante doit être prise :

- non prise en compte de la puissance de secours entre GRT's, en raison de son caractère non garanti ;
- une publication de courbes de niveaux de prix des offres d'activation

Cette publication vise à montrer l'évolution, au cours de la journée, des prix des offres d'activation pour certaines puissances représentatives :

- d'un petit déséquilibre, c'est-à-dire dans les limites de la plage de fonctionnement du réglage secondaire ;
- d'un grand déséquilibre, du par exemple au déclenchement d'une unité de production « standard » ;
- du déclenchement d'une unité nucléaire partiellement compensé par le responsable d'équilibre dans le périmètre d'équilibre duquel émerge cette unité;
- du prix maximum et minimum des offres activables respectivement à la hausse et à la baisse, y compris le prix lié à une demande par Elia d'activation à la baisse de la puissance de secours entre gestionnaires de réseau.

Les offres de prix sont ordonnées selon le merit order qui prévaut à leur activation.

Ces informations sont publiées sous forme graphique et de données téléchargeables, en jour J-1, pour le jour J. Une mise à jour chaque heure des prix est prévue, de manière à prendre en compte les changements infrajournaliers.

9.2 Informations relatives aux activations de puissance de réglage

Le but est ici de mettre à disposition du marché, en temps réel + 5 minutes d'une manière non-validée et en mois +5 jours de manière validée, les données reprises ci-dessous, relatives aux demandes d'activation de puissance de réglage par Elia dans le cadre de la compensation des déséquilibres quart-horaires.

Les données décrites ci-dessous relatives aux volumes de réglage (et non au prix), c'est-à-dire BOV, BAV et NRV, sont également publiées sur le site web d'Elia avec une précision de 1 minute et, dans la mesure des capacités techniques d'Elia, avec un délai de 2 minutes.

Ces données quart-horaires seront également utilisées lors de la formation des prix pour la compensation des déséquilibres telle que décrite dans la proposition tarifaire.

L'impact des activations pour la gestion des risques de congestion sur l'information publiée :

- Les offres d'énergie d'équilibrage qui sont activées dans le cadre de la gestion des congestions ne sont pas reprises dans le calcul du coût du réglage de l'équilibre de la zone et n'ont par conséquent pas d'influence directe sur la formation du prix/tarif pour la compensation des déséquilibres quart-horaires.
- De la même manière, les volumes de puissance qui ont été activés dans le cadre de la gestion des congestions au sein de la zone de réglage, ne seront pas pris en compte ni dans le volume brut de réglage à la hausse, ni dans le volume brut de réglage à la baisse.

(1) BOV_j : volume brut de réglage à la hausse durant le quart d'heure j (MWh)

Le volume brut de réglage à la hausse est la somme de toutes les actions de réglages à la hausse commandées par Elia (tant dans le cadre du réglage secondaire que dans le cadre du réglage tertiaire).

$$BOV_j = \max(0, IMP_{GCC-j} - EXP_{GCC-j}) + \sum_{i_ARP} \left[\max \left(\int_{qh=j} \Delta P_{i,j} dt; 0 \right) + \sum_{\substack{k_activated \\ bids}} \int_{qh=j} AOT_{k,i,j} dt \right]$$

Pour chaque quart d'heure les volumes activés par produit sont publiés :

- Volume brut importé par foisonnement IGCC
- Réglage secondaire aFRR à la hausse
- Réglage tertiaire mFRR à la hausse :
 - Les offres d'énergie d'équilibrage non-contractée
 - Les offres d'énergie d'équilibrage contractée mFRR Standard
 - Les offres d'énergie d'équilibrage contractée mFRR Flex
 - Les puissances de secours entre GRT

(2) BAV_j : volume brut de réglage à la baisse durant le quart d'heure j (MWh)

Le volume brut de réglage à la baisse est la somme de toutes les actions de réglages à la baisse commandées par Elia (tant dans le cadre du réglage secondaire que dans le cadre du réglage tertiaire).

$$BAV_j = -\min(0, IMP_{GCC-j} - EXP_{GCC-j}) + \sum_{i_ARP} \left[-\min \left(\int_{qh=j} \Delta P_{i,j} dt; 0 \right) + \sum_{\substack{l_activated \\ bids}} \int_{qh=j} AAT_{l,i,j} dt \right]$$

Pour chaque quart d'heure les volumes activés par produit sont publiés :

- Volume brut exporté par foisonnement IGCC
- Réglage secondaire aFRR à la baisse
- Réglage tertiaire mFRR à la baisse :
 - Les offres d'énergie d'équilibrage non-contractée
 - Les puissances de secours entre GRT

(3) NRV_j : volume net de réglage durant le quart d'heure j (MWh)

$$NRV_j = BOV_j + SRV_{BCAj} - BAV_j$$

avec SRV_{BCAj} = le volume de la réserve stratégique activé dans la zone de réglage, au cours du quart d'heure (j) tel que défini dans l'article 6.6 dans les règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

(4) MIP_j : le prix marginal des activations à la hausse qui s'établit, durant le quart d'heure (j), au prix de l'unité de réglage à la hausse la plus chère activée pour le maintien de l'équilibre de la zone.

Il correspond au maximum des prix marginaux respectifs des différents moyens de réglages à la hausse mobilisés par Elia durant le quart d'heure (j), ces moyens pouvant être :

- Import d'énergie par foisonnement IGCC
- Réglage secondaire aFRR
- Réglage tertiaire mFRR:
 - Les offres d'énergie d'équilibrage à la hausse non-contractée

- Les produits de capacités « mFRR Standard » et « mFRR Flex »
- le secours mutuel entre gestionnaires de réseau.

Le prix marginal à la hausse de chacun de ces moyens de réglage est défini comme suit :

- Prix marginal à la hausse de l'échange de puissance par foisonnement IGCC est égal au prix marginal à la hausse du réglage secondaire.
- Prix marginal à la hausse du réglage secondaire : étant donnée la répartition du signal de la réserve secondaire au prorata de la part de chaque fournisseur dans la sélection J-1, et étant donnée l'obligation contractuelle d'une vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées chez chaque fournisseur, le réglage de la réserve secondaire peut être considéré comme fourni en totalité par une unité de production équivalente constituée de la somme des offres sélectionnées en J-1 ; le prix marginal à la hausse pour Elia de l'activation de cette unité équivalente est égal à la moyenne pondérée par les volumes du prix des offres à la hausse sélectionnées pour le réglage secondaire en J-1.
- Prix marginal à la hausse respectif des autres moyens de réglage : étant donné le principe de l'activation séquentielle, offre par offre, selon un merit order technico-économique, le prix marginal à la hausse est défini comme le prix de l'offre à la hausse la plus chère activée par Elia pour le moyen de réglage concerné.

En cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire (contractée ou non) via une technique CIPU à l'arrêt, le coût de démarrage (exprimé en €) de l'unité tel que défini dans le Contrat CIPU est intégrée au prix de l'unité de réglage selon les principes détaillés dans la section 8.9.

Pour chaque quart d'heure, le MIP ainsi que le prix marginal pour chacun des moyens de réglages à la hausse activés pour ce quart d'heure sont publiés.

(5) MDP_j : le prix marginal des activations à la baisse qui s'établit, durant le quart d'heure (j) au prix de l'unité de réglage à la baisse la moins rémunératrice activée pour le maintien de l'équilibre de la zone.

Il correspond au minimum des prix marginaux respectifs des différents moyens de réglages à la baisse activés par Elia durant le quart d'heure (j), ces moyens pouvant être :

- Export d'énergie par foisonnement IGCC
- Réglage secondaire aFRR
- Réglage tertiaire mFRR:
 - Les offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse
 - un réglage à la baisse, uniquement du secours mutuel entre gestionnaires de réseau

Le prix marginal à la baisse de chacun des moyens de réglage est défini comme suit :

- Prix marginal à la baisse de l'échange de puissance par foisonnement IGCC est égale au prix marginal à la baisse du réglage secondaire.
- Prix marginal à la baisse du réglage secondaire : étant donnée la répartition du signal de la réserve secondaire au prorata de la part de chaque fournisseur dans la sélection J-1, et étant donnée l'obligation contractuelle d'une vitesse de rampe correspondant à la mobilisation parallèle de l'ensemble des offres sélectionnées chez chaque fournisseur, le réglage de la réserve secondaire peut être considéré comme fourni en totalité par une unité de production équivalente constituée de la somme des offres sélectionnées en J-1 ; le prix marginal à la baisse pour Elia de l'activation de cette unité équivalente est égal à la moyenne pondérée par les volumes du prix des offres à la baisse sélectionnées pour le réglage secondaire en J-1.

- Prix marginal à la baisse des offres d'énergie d'équilibrage non-contractée à la baisse : étant donné le principe de l'activation séquentielle, offre par offre, selon un merit order technico-économique, le prix marginal à la baisse est défini comme le prix de l'offre à la baisse la moins rémunératrice activée par Elia pour le moyen de réglage concerné.
- Prix marginal à la baisse du secours mutuel entre gestionnaires de réseau : le prix marginal à la baisse dans le cas où Elia a fait appel au secours entre gestionnaires de réseau est défini comme :
 - le minimum entre -100€/MWh et la rémunération de l'activation lorsque celle-ci a lieu ;
 - un montant forfaitaire fixé à -100€/MWh lorsque l'activation ne peut être exécutée car indisponible.

Pour chaque quart d'heure, le MDP ainsi que le prix marginal pour chacun des moyens de réglages à la baisse auxquels Elia a eu recours pour ce quart d'heure sont publiés.

9.3 Informations relatives aux besoins de la zone de réglage belge en matière d'énergie de réglage.

Les valeurs numériques instantanées du NRV et du SI, ainsi que leur cumul depuis le début du quart d'heure en cours, avec une précision de 1 minute et, dans la mesure des capacités techniques d'Elia, avec une fréquence de rafraîchissement de 2 minutes, sont publiés sur le site web d'Elia.

9.4 Information générale sur le fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires

Les prix de déséquilibres sont construits conformément aux modalités décrites dans les présentes règles et dans la Proposition Tarifaire et peuvent être modifiés selon les règles applicables en cas de recours à la réserve stratégique tels que décrit dans le point 6.7 les règles de fonctionnement de la réserve stratégique²⁰.

Une fiche de description du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage et en particulier du fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires tel que décrit dans le présent document est publiée sur le site web d'Elia.

²⁰ Voir site web Elia: <http://www.elia.be/en/about-elia/Users-group/Strategic-Reserves-Implementation-Task-Force/Functioning-rules-for-strategic-reserves>

10 Monitoring

Conformément à la proposition faite par Elia à la CREG dans son courrier portant référence 20060523-TRAN-RR-HLE-025 du 23 mai 2006, Elia fait le contrôle du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage que ce soit dans le mécanisme qui conduit à la formation des prix pour compensation des déséquilibres quart-horaires ou dans l'utilisation qui en est faite par les responsables d'équilibre, au travers d'un certain nombre d'indicateurs jugés représentatifs du fonctionnement du mécanisme. Ce suivi donne lieu à un rapport mensuel ou trimestriel (selon la proposition d'Elia faisant l'objet du courrier portant référence 20070228_PP_C&M_PMA du 28 février 2008) transmis à la CREG, reprenant ces différents indicateurs accompagnés d'un commentaire, ainsi que d'une explication des événements exceptionnels qui seraient survenus durant le mois ou le trimestre en question.

En outre, un certain nombre d'informations quart-horaires relatives aux offres ainsi qu'aux déséquilibres des responsables d'équilibre, définies lors de réunions communes qui se sont tenues entre Elia et la CREG durant le premier semestre 2006, sont transmises à la CREG. Depuis 2010 y seront ajoutées les informations supplémentaires demandées par la CREG dans sa décision (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008 dans le cadre du monitoring des activations du réglage secondaire.

La présente proposition intègre également :

- dans la mesure du possible, les commentaires faits par la CREG dans son courrier portant référence 20060724124 du 24/07/2006 ;
- les décisions prises lors des réunions communes qui ont eu lieu en 2006, entre Elia et la CREG, au sujet de la mise en place du monitoring ;
- le souhait de la CREG de voir figurer les courbes trompette dans ce monitoring, tel qu'exprimé au point 25 de la décision (B) 070927-CDC-703 over « de vraag tot goedkeuring van de evaluatiemethode voor en de bepaling van het primair, secundair en tertiair reservevermogen voor 2008 » du 27 septembre 2007.
- Les demandes de la CREG telles qu'exprimées dans sa décision (B)081222-CDC-817 du 22 décembre 2008 concernant l'ajout au rapport de monitoring mensuel d'un monitoring du marché intraday.

10.1 Monitoring relatif à l'IGCC

L'échange de puissances entre GRT par IGCC ne constitue pas à proprement parlé un service auxiliaire mais un traitement de foisonnement permettant de diminuer le déséquilibre à résorber par les services auxiliaires à disposition de chaque GRT.

Cependant, il contribue à la restauration de l'équilibre dans la puissance de réglage. Le volume exporté ou importé par la zone de réglage belge vers le pool est donc un élément constitutif du NRV, et l'échange de volume par IGCC est valorisé dans les tarifs de déséquilibre.

Des indicateurs relatifs à l'utilisation de l'IGCC seront ainsi inclus dans le rapport de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG.

En particulier les éléments ci-dessous seront repris dans le suivi :

- Monitoring des volumes échangés : L'évolution des volumes exportés et importés par foisonnement IGCC est suivie sur 12 mois roulants. Afin de donner une vue d'ensemble sur les volumes constituant le NRV, ces données seront insérées dans les tableaux et graphiques relatifs à l'activation des puissances de réglages décrits aux paragraphes 9.2.
- Monitoring des prix auxquels les échanges d'énergie par IGCC sont réglés : Il est réalisé au moyen d'un tableau et un graphique donnant sur 12 mois roulants, le maximum, le minimum et la moyenne mensuelle du prix des échanges IGCC.

Les données quart horaires relatives aux volumes échangés et aux prix des échanges seront également fournies à la CREG dans le cadre de l'envoi mensuel de l'information quart-horaires précitées.

10.2 Monitoring des offres

Le monitoring des offres s'inscrit dans le contrôle du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage. Il est inclus dans le rapport de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG.

Dans le cadre de ce monitoring, les éléments ci-dessous font l'objet d'indicateurs et d'un suivi :

- La disponibilité de la puissance de réglage secondaire et tertiaire.
Le but est ici de suivre globalement la disponibilité de la puissance de réglage par type de réserve et de montrer dans quelle mesure les puissances réservées par Elia étaient globalement effectivement disponibles.
Le suivi est réalisé au moyen d'un tableau et d'un graphique qui donnent sur 12 mois roulants, le minimum, le maximum et la moyenne mensuelle de la disponibilité de la puissance de réglage à la hausse et à la baisse par type de réserve.
Les types de réserve sont définis conformément à l'approche suivie dans le cadre de la transparence (cfr. 7.1).
- Le prix des offres pour la réserve secondaire et tertiaire.
Cet indicateur a pour but de suivre l'évolution du prix des offres par type de réserve.
Il est réalisé au moyen de tableaux et de graphiques donnant sur 12 mois roulants, par type de réserve, le maximum, le minimum et la moyenne mensuelle du prix des offres.
- La concentration de l'offre pour la réserve secondaire et tertiaire.
Cet indicateur a pour but de suivre la puissance de réglage offerte par les différents producteurs.
Il est réalisé au moyen d'un tableau montrant sur 12 mois roulants, les volumes offerts (en absolu et en relatif) par producteur, toutes réserves confondues. L'évolution sur ces 12 mois, des volumes relatifs offerts, est visualisé pour chaque producteur, au moyen d'un graphique.
- Les offres à partir d'unités CIPU

10.3 Monitoring des activations

Le monitoring des activations a pour but de contrôler le fonctionnement du mécanisme d'équilibrage. Il est inclus dans le rapport de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG.

Dans le cadre de ce monitoring, les éléments ci-dessous font l'objet d'indicateurs et d'un suivi :

- Les volumes activés pour la réserve secondaire et tertiaire.
Cet indicateur vise à suivre l'évolution, des volumes activés par type de réserve et des volumes échangés pour le foisonnement IGCC, par Elia.
L'évolution des volumes activés/échangés par type de réserve/par foisonnement IGCC est suivie sur 12 mois roulants au moyen d'un tableau et d'un graphique présentant pour chaque mois, le total des volumes activés par type de réserve, et le total des volumes échangés par IGCC.
- L'activation offres à partir d'unités CIPU à l'arrêt.
- Le volume net de réglage
L'évolution du volume net de réglage (NRV) fait l'objet d'un suivi au moyen d'un graphique donnant sur 12 mois roulants, pour chaque mois, la puissance quart-horaire moyenne correspondant à ce volume net de réglage. Ce graphique montre la compensation faite par Elia du déséquilibre global

des responsables d'équilibre au niveau de la zone de réglage. En vertu de l'obligation d'équilibre quart-horaire, les responsables d'équilibre sont tenus de viser un déséquilibre nul ; on s'attend donc à un volume activé net mensuel (et par conséquent à une valeur de la puissance quart-horaire moyenne de ce volume net de réglage sur le mois) proche de zéro. Les valeurs s'éloignant significativement de zéro devront faire l'objet d'un examen plus détaillé.

10.4 Monitoring des prix de déséquilibre

Compte tenu de son aspect tarifaire, ce monitoring ne fait pas à proprement parler de la présente proposition. Il s'inscrit cependant dans le contrôle du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage dans sa globalité. C'est la raison pour laquelle nous le faisons figurer, à titre de rappel, dans le présent document.

Il est également inclus dans le rapport de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG.

Dans le cadre de ce monitoring, les éléments ci-dessous font l'objet d'indicateurs et d'un suivi :

- Les prix de déséquilibre.
Ce suivi est réalisé sous la forme :
 - d'un graphique donnant la répartition des prix pour compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois considéré ;
 - d'un graphique donnant la répartition des prix pour compensation des déséquilibres quart-horaires positifs entre le 1^{er} janvier et la fin du mois considéré ;
 - d'un graphique et d'un tableau donnant sur 12 mois roulants, les prix moyens, minimum et maximum mensuels pour compensation des déséquilibres quart-horaires négatifs ;
 - d'un graphique et d'un tableau donnant sur 12 mois roulants, les prix moyens, minimum et maximum mensuels pour compensation des déséquilibres quart-horaires positifs ;
- Le rapport entre les prix de déséquilibre et le prix du marché de l'électricité ainsi que l'évolution du composant tarifaire a .

Ce suivi est réalisé sur 12 mois roulants, au travers du ratio prix moyen de déséquilibre sur prix moyen de référence du marché ;

10.5 Monitoring du marché intraday

Le monitoring du marché intraday porte spécifiquement sur les nominations et réservations de la procédure « intraday nomination ». Il est inclus dans le rapport et les données de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG.

Conformément à la demande de la CREG dans sa Décision (B)091217-CDC-922, Elia prévoit d'y inclure un tableau de données relatives au mois traité dans le rapport et contenant pour chaque BRP une synthèse des modifications de programme sur le mois, à la hausse et à la baisse, en termes de :

- Nombre moyen de programmes soumis par jour
- Nombre d'unités de production concernées
- Durée totale des modifications, toutes unités confondues (nombre de « quarts d'heure X unités »)
- Volume total des modifications (différence entre le programme day-ahead et le programme intraday final en MWh)

Elia prévoit de fournir mensuellement à la CREG les données suivantes :

- Par jour et par BRP, nombre de programmes infrajournaliers soumis

- Pour chaque quart d'heure et chaque unité de production la puissance nominée, i.e. telle que dans le dernier programme d'accès reçu (journalier ou infrajournalier) et validé par Elia.

10.6 Monitoring du marché secondaire

Le monitoring du marché secondaire porte spécifiquement sur le suivi des transferts des obligations entre BSPs. Il est inclus dans le rapport et les données de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG. Dans le rapport des statistiques seront mis à disposition avec le :

- Nombre des quarts d'heure avec transferts des obligations par paire de BSPs et par type de produit ;
- Volume des obligations transféré par paire de BSPs et par type de produit.

Elia prévoit aussi de fournir mensuellement à la CREG les données suivantes :

- Pour chaque quart d'heure : les volumes des obligations transférés dans le marché secondaire par paire de BSPs et par type de produit.

10.7 Monitoring des appels d'offre court terme

Le monitoring des appels d'offre court terme a pour but d'effectuer le suivi du fonctionnement des processus d'appel d'offre court terme. Il est inclus dans le rapport et les données de monitoring transmis mensuellement par Elia à la CREG. Elia prévoit d'y inclure des tableaux contenant :

- Les volumes contractés via les appels d'offre court terme dans les enchères locales et régionales, par fournisseur et par type de produit de la réserve primaire, secondaire et tertiaire ;
- Le prix moyen contracté via les appels d'offre court terme dans les enchères locales, par fournisseur et par type de produit de la réserve primaire, secondaire et tertiaire.
- le prix marginal contracté dans le cadre des enchères régionales par fournisseur pour la réserve primaire.

Elia prévoit également de fournir périodiquement à la CREG les données concernant le détail des offres de la réserve primaire, secondaire et tertiaire, selon la même périodicité que les achats concernés.

10.8 Suivi financier du mécanisme

Tout comme le point précédent, ce monitoring ne fait pas à proprement parler de la présente proposition. Il s'inscrit cependant dans le contrôle du fonctionnement du mécanisme d'équilibrage dans sa globalité. C'est la raison pour laquelle il figure, à titre de rappel, dans le présent document.

Le reporting à la CREG relatif aux coûts et produits du mécanisme prend place dans le cadre des reportings financiers communiqués à la CREG conformément aux dispositions applicables en la matière.

10.9 Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les responsables d'équilibre.

Le but de ce type de monitoring est de contrôler le comportement des responsables d'équilibre et l'utilisation qu'ils font du mécanisme d'équilibrage.

Ce type de monitoring dépend fortement de la disponibilité des données nécessaires à la détermination du déséquilibre quart-horaire de chaque responsable d'équilibre et en particulier de la disponibilité et de l'exactitude des données d'allocation en provenance des GRD's. En conséquence, les indicateurs relatifs à ce type de monitoring font l'objet d'un rapport trimestriel qui est rédigé et transmis à la CREG dans la mesure où les chiffres permettant leur constitution sont disponibles en Elia et jugés suffisamment fiables pour permettre leur publication dans un reporting.

Dans le cadre de ce monitoring le comportement individuel des responsables d'équilibre fait l'objet d'un suivi.

Une visualisation du comportement mensuel de chaque responsable d'équilibre ainsi qu'une comparaison du comportement de ceux-ci, entre eux dans le mois, est réalisée au moyen d'un graphique mensuel donnant pour chaque responsable d'accès, la distribution de ses déséquilibres quart-horaires ainsi que la distribution de la somme des déséquilibres de tous les responsables d'accès. Afin de suivre l'évolution de ce comportement dans le temps, le rapport trimestriel comporte trois graphiques de ce type, un pour chaque mois.

Ces graphiques comparatifs sont réalisés d'une part sur base du déséquilibre absolu de chaque responsable d'équilibre et d'autre part, sur base du déséquilibre de chaque responsable d'équilibre rapporté à son prélèvement alloué. Cette dernière représentation permet une comparaison des déséquilibres synchrones des différents responsables d'équilibre indépendamment de leur taille.

Annexe 1 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et MIP dans le cas où la compensation du déséquilibre de la zone est réalisée par l'activation de puissance de réglage secondaire auprès de plusieurs fournisseurs

1. Remise des offres pour activation de puissance de réglage secondaire

Soient :

k le numéro de l'offre(par unité) chez le fournisseur ;

i le numéro du fournisseur ;

j le numéro du quart d'heure.

Supposons que pour l'année X en cours, les volumes de puissance de réglage secondaire réservés auprès de chaque fournisseur sont les suivants :

- Fournisseur n°1 : 90 MW de puissance réservée pour un réglage à la hausse et 90 MW de puissance réservée pour un réglage à la baisse.
- Fournisseur n°2 : 50 MW de puissance réservée pour un réglage à la hausse et 40 MW de puissance réservée pour un réglage à la baisse.
- Fournisseur n° 3 : 0MW réservés. Le fournisseur n° 3 a signé un contrat de réglage secondaire pour une puissance de réserve de 0MW afin de pouvoir participer aux offres d'activation et aux transferts d'obligations.

Supposons que pour un quart d'heure j = 100 donné, Elia ait reçu les offres suivantes pour activation de puissance de réglage secondaire à la hausse et à la baisse :

				Offres			
				Réglage à la hausse		Réglage à la baisse	
n°	k	i	j	Puissance	Prix des offres OBS k,i,j	Puissance	Prix des offres ABS k,i,j
				MW	€/MWh	MW	€/MWh
1	1	1	100	40	35	40	35
2	2	1	100	50	40	0	-
3	3	1	100	0	-	25	25
4	4	1	100	0	-	25	10
5	5	1	100	30	70	10	16
6	1	2	100	50	45	50	21
7	2	2	100	50	49	50	19
8	1	3	100	20	22	0	-

Le fournisseur n°1 a ainsi fait offre pour 30MW à la hausse et 10 MW à la baisse en plus de la puissance réservée chez lui (respectivement 90MW et 90MW).

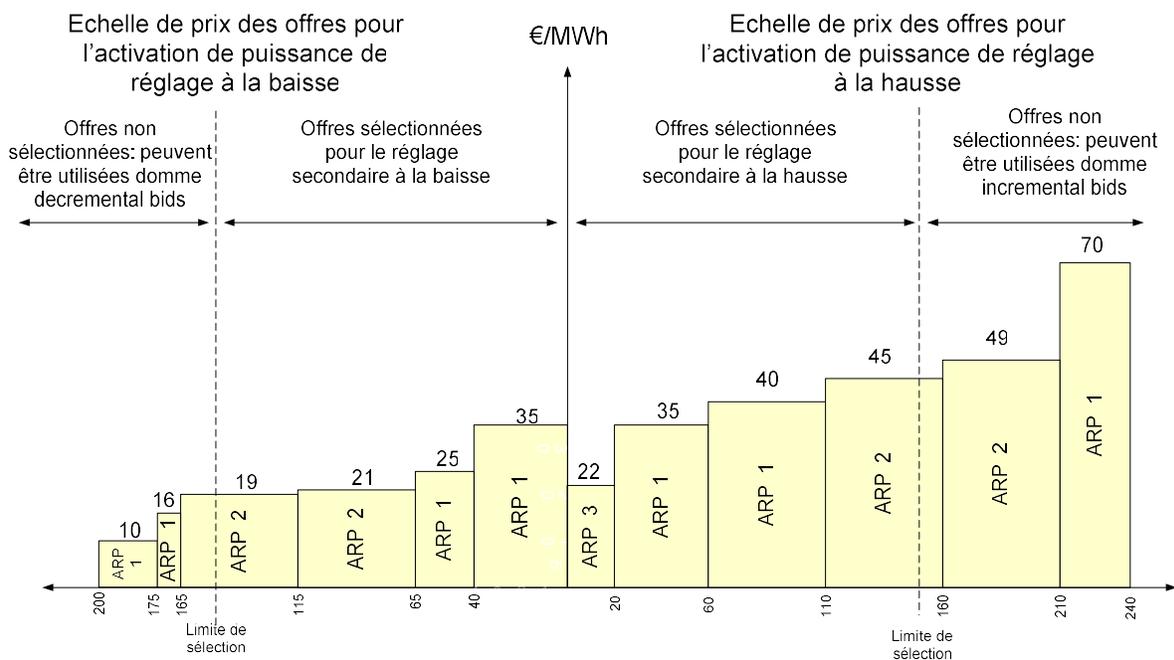
Le fournisseur n°2 a fait offre pour 50 MW à la hausse et 60 MW à la baisse en plus de la puissance réservée chez lui (respectivement 50MW et 40MW).

Le fournisseur n°3 a librement fait offre pour 20 MW à la hausse alors qu'il n'avait aucune puissance réservée chez lui en A-1.

2. Sélection de puissance de réglage secondaire

Supposons qu'Elia souhaite sélectionner une puissance de réglage secondaire égale à 150 MW à la hausse et à la baisse.

Les offres sont classées par ordre croissant de prix des offres OBS k,i,j pour les puissances de réglage à la hausse et par ordre décroissant de prix des offres ABS k,i,j pour les puissances de réglage à la baisse.



2.1 Sélection de puissance de réglage à la hausse

La sélection des offres pour activation de puissance de réglage à la hausse s'effectue par empilement des puissances offertes par ordre croissant de prix des offres OBS k,i,j

A l'issue de la sélection, les offres n° 1, 2, 6 (uniquement pour 40MW) et 8 sont sélectionnées. Les offres n° 5, 6 (pour 10MW) et 7 sont mises à disposition d'Elia en tant qu'incrémental bid.

Le signal delta_Pr2 est réparti entre les fournisseurs au prorata de leur participation dans la sélection.

Fournisseur 1 : $(40+50)/150 = 60,0\%$

Fournisseur 2 : $40/150 = 26,7\%$

Fournisseur 3 : $20/150 = 13,3\%$

2.2 Sélection de puissance de réglage à la baisse

La sélection des offres pour activation de puissance de réglage à la baisse s'effectue par empilement des puissances offertes par ordre décroissant de prix des offres ABS k,i,j

A l'issue de la sélection, les offres n° 1, 3, 6 et 7 (uniquement pour 35MW) sont sélectionnées. Les offres n° 4, 5 et 7 (pour 15MW), sont mises à disposition d'Elia en tant que decremental bid.

Le signal delta_P_{R2} est réparti entre les fournisseurs au prorata de leur participation dans la sélection.

Fournisseur 1 : $(40+25)/150 = 43,3\%$

Fournisseur 2 : $(50+35)/150 = 56,7\%$

Fournisseur 3 : $0 = 0\%$

3. Rémunération des puissances de réglage activées

Supposons que le signal delta_P_{R2} , a activé 35 MWh d'énergie de réglage à la hausse et 10 MWh à la baisse durant l'ensemble du quart d'heure j .

3.1 Détermination des volumes activés par fournisseur

La répartition du signal delta_P_{R2} entre les différents fournisseurs conduit à l'activation des énergies suivantes pour chaque fournisseur :

Fournisseur 1 :

A la hausse : $60,0\% * 35 \text{ MWh} = 21 \text{ MWh}$

A la baisse : $43,3\% * 10 \text{ MWh} = 4,33 \text{ MWh}$

Fournisseur 2 :

A la hausse : $26,7\% * 35 \text{ MWh} = 9,33 \text{ MWh}$

A la baisse : $56,7\% * 10 \text{ MWh} = 5,7 \text{ MWh}$

Fournisseur 3 :

A la hausse : $13,3\% * 35 \text{ MWh} = 4,67 \text{ MWh}$

A la baisse : $0\% * 10 \text{ MWh} = 0 \text{ MWh}$

Il vient :

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{O,1,j} dt = 21 \text{ MWh} ;$$

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{A,1,j} dt = 4,33 \text{ MWh} ;$$

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{O,2,j} dt = 9,33 \text{ MWh}$$

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{A,2,j} dt = 5,67 \text{ MWh}$$

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{O,3,j} dt = 4,67 \text{ MWh} ;$$

$$\int_{qh=j} \text{delta_} P_{A,3,j} dt = 0 \text{ MWh.}$$

3.2 Valorisation des volumes activés par fournisseur

Pour le fournisseur 1 :

$\text{OBS}_{1,1,100}$ et $\text{OBS}_{2,1,100}$ ont été activés proportionnellement en fonction du signal $\text{delta_P}_{R2,O,1,100}$

D'où $\text{POS}_{1,100} = (40 \text{ MW} * \text{€ } 35/\text{MWh} + 50 \text{ MW} * \text{€ } 40/\text{MWh})/90 \text{ MW} = \text{€ } 37,78/\text{MWh}$

et $\text{VOS}_{1,100} = 21 \text{ MWh} * \text{€ } 37,78/\text{MWh} = \text{€ } 793,38$

ABS_{1,1,100} et ABS_{3,1,100} ont été activés proportionnellement en fonction du signal delta_P_{R2,A,1,100}

D'où PAS_{1,100} = (40 MW*€ 35/MWh + 25 MW*€ 25/MWh)/65 MW = € 31,15/MWh

et VAS_{1,100} = 4,33 MWh * € 31,15/MWh = € 134,87

Il vient donc VAOS_{1,100} = 793,38 – 134,87 = 658,5 €

VAOS_{1,100} représente la rémunération du fournisseur 1 pour le quart d'heure 100

Pour le fournisseur 2 :

OBS_{2,1,100} a été partiellement activé proportionnellement en fonction du signal delta_P_{R2,O,2,100}

D'où POS_{2,100} = €45/MWh

et VOS_{2,100} = 9,33 MWh * €45/MWh = €419,85

ABS_{2,1,100} et ABS_{2,2,100} ont été activés proportionnellement et (partiellement pour ABS_{2,2,100}) en fonction du signal delta_P_{R2,A,2,100}

D'où PAS_{2,100} = (50 MW*€ 21/MWh + 35 MW*€ 19/MWh)/85 MW = € 20,18/MWh

et VAS_{2,100} = 5,67 MWh * € 20,18/MWh = € 114,42

Il vient donc VAOS_{1,100} = 419,85 – 114,42 = 305,43€

VAOS_{2,100} représente la rémunération du fournisseur 2 pour le quart d'heure 100

Pour fournisseur 3 :

OBS_{1,3,100} a été activé proportionnellement en fonction du signal delta_P_{R2,3,100}

D'où POS_{3,100} = €22/MWh

et VOS_{3,100} = 4,67 MWh * €22/MWh = €102,74

VOS_{3,100} = VOS_{3,100} et représente la rémunération du fournisseur 3 pour le quart d'heure 100

4. Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV ainsi que MIP et MDP

Si on considère que durant le quart d'heure considéré, il n'y a eu activation que de puissance de réglage secondaire, il vient :

BOV₁₀₀ = 21 MWh + 9,33 MWh + 4,67 MWh = 35MWh

BAV₁₀₀ = 4,33 MWh + 5,67 MWh = 10MWh

NRV₁₀₀ = 35 MWh -10 MWh = 25 MWh

MIP₁₀₀ = (21MWh*€37,78/MWh + 9,33MWh*€45/MWh +4,67 MWh * €22/MWh)/35MWh = € 37,6/MWh

MDP₁₀₀ = (4,33 MWh * € 31,15/MWh + 5,67 MWh * € 20,18/MWh)/10MWh = € 24,93/MWh

Annexe 2 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et MIP dans le cas où la compensation du déséquilibre de la zone est réalisée par foisonnement IGCC

Soient 3 zones de réglage A,B et C. La zone A observant un déséquilibre positif de +90 MW, la zone B observant un déséquilibre négatif de -80 MW, et la zone C observant un déséquilibre négatif de -40MW.

- Le GRT A doit activer 90MW puissance de réglage secondaire décrémente. Si cette dernière se fait à un prix de 30€/MWh, il recevra 2700€.
- Le GRT B quant à lui doit activer 80MW puissance de réglage secondaire incrémentale. Si cette dernière se fait à un prix de 40€/MWh, il payera 3200€.
- Le GRT C quant à lui doit activer 40MW puissance de réglage secondaire incrémentale. Si cette dernière se fait à un prix de 50€/MWh, il payera 2000€.

Le coût global sans foisonnement IGCC de ces activations sera de 2500€ à charge de l'ensemble des GRT.

1. Détermination des volumes échangés par foisonnement IGCC :

En faisant l'hypothèse qu'il n'y a pas de limitations de capacité aux frontières, la mise en commun des 3 déséquilibres donnera lieu par foisonnement à un déséquilibre global résultant de -30MW à redistribuer entre les GRT.

En l'occurrence, dans l'exemple ci-dessus, le déséquilibre résultant du GRT A sera de 0MW et les GRT B et C se verront redistribuer le déséquilibre résultant de -30MW au prorata de leur déséquilibre individuel initial mis en commun.

Ainsi le déséquilibre résultant après foisonnement du GRT B sera de $80/120 * - 30 \text{ MW} = -20\text{MW}$; le déséquilibre résiduel après foisonnement du GRT C sera de $40/120 * - 30 \text{ MW} = -10\text{MW}$.

Autrement dit :

- le GRT A a exporté 90 MW vers le pool ;
- le GRT B a importé 60MW du pool ; il devra compenser 20MW par ses propres moyens de réglage.
- et le GRT C a importé 30 MW du pool ; il devra compenser 10MW par ses propres moyens de réglage.

2. Settlement des échanges entre GRT :

Le prix d'opportunité pour le GRT A est de 30€/MWh, pour le GRT B de 40€/MWh ; et pour le GRT C de 50€/MW.

Le prix du décompte de ces échanges s'élève à $= (30*90 + 40*60 + 50*30)/(90+60+30) = 36,67\text{€/MWh}$

Le GRT A recevra donc 3300€ du pool, le GRT B payera 2200€ au pool et le GRT C payera 1100€ au pool.

Par ailleurs, le GRT B payera 800€ (20MWh*40€/MWh) pour l'activation du réglage secondaire et le GRT C 500€ (10MWh*50€/MWh) pour l'activation du réglage secondaire.

Le coût global des activations est passé à 1300€ payés dans l'ensemble par les GRT.

3. Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV et MIP

Sous l'hypothèse qu'Elia est le GRT B, il vient pour le quart-d'heure j :

- $\text{BOV}_j = 80 (60 + 20) \text{ MW}$
- $\text{BAV}_j = 0 \text{ MW}$
- $\text{NRV}_j = 80 \text{ MW}$
- $\text{MIP}_j = 40 \text{ €/MWh}$