



ELIA SYSTEM OPERATOR

REGLES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHE RELATIF A LA COMPENSATION DES DESEQUILIBRES QUART- HORAIRES - ENTREE EN VIGUEUR AU 01/12/2018

**Suivant l'article 159, §1 de l'Arrêté Royal du 19 décembre
2002 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	5
2	Définitions	6
2.1	Définitions générales	6
2.2	Symboles utilisés	8
3	Introduction	10
4	Entrée en vigueur et durée	11
5	Conditions générales pour la participation au réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	12
6	Réservation de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	12
6.1	Processus d'appels d'offres	12
6.2	Réservation de puissance de réglage primaire.....	12
6.2.1	Conditions générales de sélection de puissance de réglage primaire	12
6.2.2	Conditions relatives aux offres sur la plateforme d'enchères locales.....	13
6.2.3	Conditions relatives aux offres sur la plateforme commune régionale.....	13
6.2.4	Sélection.....	13
6.2.5	Rémunération.....	14
6.2.6	Contrôle et pénalité.....	14
6.3	Réservation de puissance de réglage secondaire	15
6.3.1	Conditions relatives aux offres	15
6.3.2	Sélection.....	16
6.3.3	Rémunération.....	16
6.3.4	Contrôle et pénalité.....	16
6.4	Conditions générales de sélection de la réserve tertiaire à contracter	17
6.5	Réservation de puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex »	17
6.5.1	Conditions relatives aux offres	17
6.5.2	Sélection.....	18
6.5.3	Rémunération.....	18
6.5.4	Contrôle et pénalité.....	18
6.6	Réservation de puissance de secours auprès d'autres GRT.....	20
6.6.1	Conditions relatives aux offres et sélection	20
6.6.2	Rémunération.....	20
6.7	Fonctionnement du marché secondaire	20
7	Foisonnement IGCC	22
7.1	Principe	22
7.2	Détermination des volumes importés/exportés par chaque GRT	22
7.3	Puissance importée/exportée pour foisonnement IGCC	23
7.4	Valorisation des volumes importés/exportés dans le tarif de l'énergie d'équilibrage	23

8	Activation de puissance pour le réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge	24
8.1	Généralités	24
8.2	Activation de la puissance de réglage primaire	24
8.2.1	Contrôle et pénalités	24
8.3	Activation de la puissance de réglage secondaire	25
8.3.1	Conditions relatives aux offres	25
8.3.2	Sélection	26
8.3.3	Rémunération	27
8.3.4	Contrôle et pénalités	27
8.4	Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques CIPU	28
8.4.1	Conditions relatives aux offres	28
8.4.2	Rémunération	28
8.4.3	Contrôle et pénalités	29
8.5	Activation de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU	30
8.5.1	Conditions relatives aux offres	30
8.5.1	Bis Conditions spécifiques en vigueur jusqu'au 31/3/2019 et applicables aux offres à partir d'unités techniques non CIPU qui ne sont pas capables d'activer une puissance demandée dans un délai de 15 minutes	30
8.5.2	Rémunération	33
8.5.3	Contrôle et pénalités	33
8.6	Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques CIPU	33
8.6.1	Conditions relatives aux offres	33
8.6.2	Rémunération	34
8.6.3	Contrôle et pénalités	35
8.7	Activation de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU	35
8.7.1	Conditions relatives aux offres	35
8.7.2	Rémunération	36
8.7.3	Contrôle et pénalité	36
8.8	Les Puissance de secours entre GRT	36
8.8.1	Rémunération	37
8.9	Merit order technico-économique	37
9	Transparence / Information du marché	41
9.1	Informations relatives à l'offre de puissance de réglage	41
9.2	Informations relatives aux activations de puissance de réglage	42
9.3	Informations relatives aux besoins de la zone de réglage belge en matière d'énergie de réglage.	45
9.4	Information générale sur le fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires	46
10	Monitoring	47
10.1	Monitoring relatif à l'IGCC	47

10.2	Monitoring des offres.....	48
10.3	Monitoring des activations	48
10.4	Monitoring de la qualité du réglage de l'équilibre de la zone de réglage	49
10.5	Monitoring des prix de déséquilibre	49
10.6	Monitoring du marché intraday	50
10.7	Monitoring du marché secondaire	50
10.8	Monitoring des appels d'offre court terme	50
10.9	Suivi financier du mécanisme	50
10.10	Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les responsables d'accès.	51

Annexe 1 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et HUP 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 . 52

1.	Remise des offres pour activation de puissance de réglage secondaire	52
2.	Sélection de puissance de réglage secondaire	53
2.1	Sélection de puissance de réglage à la hausse	53
2.2	Sélection de puissance de réglage à la baisse	53
3.	Rémunération des puissances de réglage activées	54
3.1	Détermination des volumes activés par fournisseur	54
3.2	Valorisation des volumes activés par fournisseur	54
4.	Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV ainsi que HUP et LDP	55

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

1.	Détermination des volumes échangés par foisonnement IGCC :	56
2.	Settlement des échanges entre GRT :	56
3.	Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV et HUP	56

1 Préambule

Le présent document constitue les règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires, conformément à l'article 159, §1 du Règlement Technique. Suite à l'approbation de ces règles par la CREG, les différents contrats d'Elia impactés seront adaptés afin qu'ils soient conformes au présent document au moment de son entrée en vigueur.

Cette proposition s'inscrit dans la démarche mise en place depuis janvier 2006, selon laquelle les tarifs pour la compensation des déséquilibres sont établis sur la base des prix offerts pour l'activation des différents moyens de réglage par les fournisseurs de ces services.

De telles règles de fonctionnement sont étroitement liées au tarif de maintien et de restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès tel que décrit dans Proposition Tarifaire, ainsi que, dans une moindre mesure, aux règles de fonctionnement de la réserve stratégique.

Ces règles-ci s'inscrivent dans la continuité des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires qui sont d'application depuis janvier 2007. Elles remplacent la version des règles de fonctionnement de marché entrée en vigueur suite à la décision de la CREG (B)1806 du 20/09/2018.

Les modifications par rapport à cette version concernent les éléments suivants pour mise en œuvre à partir du premier décembre 2018 :

- Les 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 (section 8.5.1 bis).
-
- Des précisions relatives à la définition du prix marginal à la hausse en cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire (réservée ou non) via une technique CIPU à l'arrêt lorsque le temps de démarrage est supérieur à 15 minutes ainsi que la manière dont le coût de démarrage (en €) de l'unité tel que défini dans le contrat CIPU est intégré au prix d'activation (en €/MWh) (section 8.9).
- Des modifications relatives au merit order technico-économique d'activation de la puissance de réglage (section 8.9).

Conformément à la décision de la CREG du 28 juin 2012 portant la référence (B) 120628-CDC-1163, Elia introduira des règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart horaires au gré des besoins, dont le rythme ne correspond pas nécessairement à un cycle annuel. Cette évolution est de nature à mieux correspondre à la dynamique des besoins du marché. Par ailleurs, Elia prévoit pour les mois et années à venir des évolutions dans le domaine des Services Auxiliaires.

2 Définitions

2.1 Définitions générales

« **ARP** » ou Responsable d'Accès : toute personne physique ou morale inscrite dans le registre des Responsables d'Accès conformément au Règlement Technique Transport, 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)

$$= [\text{Indice Electricité}(t)] - 1/[\text{rendement centrale}]([\text{Indice gaz}(t)] + [\text{coefficient émissions}][\text{Indice CO}_2(t)])$$

« **Decremental bid** » : offre de puissance de réglage tertiaire non réservée 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.

« **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 (réservée ou non réservée) 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 :

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

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]
- 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** » : offre de puissance de réglage tertiaire non réservée 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.

¹ S = consommation spécifique d'une unité de production est exprimé en GJ_t/MWh_e
= 3,6 [GJ_t/MWh_e] * 1/rendement[MWh_e/MWh_t]

« **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** » : document intitulé « Proposition Tarifaire Adaptée 2016-2019 pour le réseau de transport d'électricité et pour les réseaux d'électricité ayant une fonction de transport » approuvé par la décision (B)151203-CDC-658E/36 de la CREG relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire adaptée introduite par la SA Elia System Operator pour la période régulatoire 2016-2019 adoptée en application de l'article 12, 7§ et de l'article 23 §2, alinéa 2, 14°, de la Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché d'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-E²². 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 telle que définie dans l'article 157 du Règlement Technique 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 réservée : incremental / decremental bids ainsi que de la puissance réservée : réserve tertiaire (« standard » et « 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.

²² European Network of Transmission System Operators for Electricity

« **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** » : l'Arrêté Royal du 19 décembre 2002 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 (Contract for the coordination of injection of production units).

« **Unité technique non-CIPU** » : ressource hors unités de production assujetties à un contrat CIPU (Contract for the coordination of injection of production units) 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 l'ARP (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 ;

HUP_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.

LDP_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 l'ARP (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 de l'ARP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres à la hausse sélectionnées de l'ARP 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 de l'ARP i, exprimé en €/MWh. Ce prix est égal au prix moyen pondéré des offres à la baisses sélectionnées de l'ARP i durant le quart d'heure j ;

PAT_{i,i,j} = prix de l'offre pour le bid (I) 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 de l'ARP 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 de l'ARP 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 de l'ARP (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 l'ARP 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 l'ARP 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

Ce document décrit les règles de fonctionnement de la réservation ainsi que de l'activation des puissances échangées par foisonnement IGCC, des puissances de réglage secondaire et tertiaire (incremental / decremental bids, réglage tertiaire « flex » et « standard » et secours inter-GRT's). La description ci-dessous a exclusivement trait à la réservation et à l'activation de ces puissances 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.

Afin d'avoir une garantie minimale quant à la disponibilité des puissances de réglage susmentionnées, Elia réserve une partie de celles-ci. Les rémunérations payées par Elia pour ces réservations constituent des charges couvertes par les tarifs.

Le principe de base du marché d'ajustement décrit dans les présentes règles et dans la Proposition Tarifaire consiste à prendre le coût de l'activation de puissance (puissance échangée par foisonnement IGCC, puissance de réglage secondaire et tertiaire : incremental / decremental bids, réglage tertiaire « flex » et « standard » et puissance de réserve inter-GRT's) comme base pour la formation des tarifs de compensation des déséquilibres quart-horaires des Responsables d'Accès.

Dans la suite de ce document, seront examinés :

- les règles relatives à la réservation des puissances dans le cadre du réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge,
- le principe de foisonnement IGCC des déséquilibres de plusieurs zones,
- le processus d'activation et la rémunération de l'énergie dans le cadre de ce réglage,
- la mise à disposition du marché, par Elia, de données relatives au marché de la compensation des déséquilibres quart-horaires,
- le monitoring du mécanisme d'achat.

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 du 1er décembre 2018. Les adaptations liées aux offres dites « Slow non CIPU Incremental bids » sont quant à elles en vigueur jusqu'au 31 mars 2019.

Cette partie du document contient les règles de fonctionnement relatives aux réservations de puissances dans le cadre du réglage de l'équilibre de la zone de réglage belge.

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.

Toute évolution ultérieure des règles de fonctionnement, liée aux évolutions dans le domaine des services auxiliaires et de la gestion de l'équilibre, fera l'objet au préalable, conformément à l'article 159 §1 du Règlement Technique, d'une proposition en vue d'une approbation par la CREG.

Dans le cadre de ses obligations légales et conformément à l'article 8 §1^{er} de la loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, Elia réserve des services auxiliaires auprès des fournisseurs afin d'être en mesure de rétablir l'équilibre dans la zone de réglage belge.

Dans ce but, et conformément à l'article 233 du règlement technique, Elia évalue et détermine la puissance de réserve primaire, secondaire et tertiaire qui contribue à assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau dans la zone de réglage belge. La méthode d'évaluation et le résultat de celle-ci sont annuellement soumis pour approbation à la CREG conformément à l'article 233 du Règlement Technique.

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.

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 lance donc des appels d'offres court-terme pour contracter l'ensemble des produits de réserve. Pour une livraison durant la période P, l'enchère aura lieu au plus tôt au début de la période P-2 avant le début de la période P pour les réserves primaire et secondaire³. Pour la réserve tertiaire l'enchère aura lieu au plus tôt au début de la période P-1 avant le début de la période P. Les dates d'enchères seront publiées par Elia.

6.2 Réserve de puissance de réglage primaire

Ce paragraphe reprend les spécifications de la réserve primaire déterminées par Elia conformément à l'article 236 du règlement technique.

6.2.1 Conditions générales de sélection de puissance de réglage primaire

Au plus tôt à partir du 1^{er} août 2016 et à condition d'avoir un accord préalable avec les GRT partenaires concernés, Elia réserve, en fonction des conditions économiques, une partie du volume de réglage primaire via une plateforme d'enchère commune régionale.

Pour ce faire, deux enchères auront lieu : une à partir de la plateforme locale et une sur la plateforme régionale. La période de livraison P (actuellement d'une durée hebdomadaire) est la même pour chacune de ces deux enchères jusqu'au moment où la proposition de coopération régionale (« Proposal of FCR Cooperation⁴ ») entrera en vigueur après approbation des régulateurs nationaux concernés.

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 de réservation de la puissance de réglage primaire provenant de l'enchère la plus récente de la

³ Par exemple, pour une livraison commençant le 1^{er} août 2016 (semaine 31), l'enchère aura lieu au plus tôt le 18 juillet 2016 (début de la semaine 29).

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

plateforme régionale, disponible à ce moment et, ce jusqu'au moment où la proposition de coopération régionale (« Proposal of FCR Cooperation⁵ ») entrera en vigueur après approbation des régulateurs nationaux concernés. A partir de ce moment-là Elia utilisera 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 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, dans les conditions décrites au § 8.2. Le fournisseur reçoit ensuite la possibilité de mettre à jour ces informations communiquées à ELIA en intraday.

Le fournisseur de la R1 par des unités de production (contrat « R1 CIPU ») située dans la zone de réglage d'Elia a la possibilité d'effectuer un « transfert d'obligation de fourniture » vers un autre fournisseur également signataire du contrat « R1 CIPU » dans cette zone de réglage, via le marché secondaire décrit § 6.7. Il a une obligation pour la puissance

⁵ 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

⁶ ENTSO-E OH P1 ; qui sera remplacé dans le futur par le « System Operation Guideline »

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 »).

Les conditions contractuelles sont décrites dans le « contrat de réglage primaire » visé à l'article 238 du Règlement Technique.

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.

Afin que les fournisseurs disposent d'un temps de préparation et d'implémentation suffisant, deux périodes de transition sont organisées par ELIA et s'appliquent :

- A l'organisation de la préqualification selon les nouvelles règles décrites dans le contrat de réglage primaire, pour les ressources déjà préqualifiées au moment de son entrée en vigueur (le 13/04/2017). Pour ces ressources, les volumes de puissance de réglage primaire pré-qualifiés à la date du 12/04/2017 (avant l'entrée en vigueur du nouveau contrat) seront considérés par ELIA tant que la nouvelle procédure de préqualification n'aura pas été passée avec succès. Cette période de transition s'achève au 31 août 2017 ;
- A l'implémentation du traitement automatique du signal de test envoyé par ELIA dans le but de contrôler la disponibilité de la réserve primaire. Durant cette période de transition, ELIA a la possibilité d'envoyer un email pour initier un test de disponibilité. Cette période de transition s'achève au 31 décembre 2017.

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 »).

⁷ La puissance réservée peut être nulle.

- 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 :

- du prix moyen de réservation des offres sélectionnées du fournisseur (€ / MW / h) sur la période de facturation⁸ 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 :
 - Pour un test de capacité, à la différence entre puissance requise et réaction mesurée, divisée par le volume d'obligation 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 ;
- du nombre d'heures (h) de la période de facturation concernée.

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

Ce paragraphe reprend les spécifications de la réserve secondaire déterminées par Elia conformément à l'article 243 du règlement technique.

Le volume de puissance de réglage secondaire à réserver est fixé selon les modalités de l'article 233 du Règlement Technique.

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.

⁸ 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.

A cette fin, les fournisseurs potentiels ont la possibilité de remettre des offres relatives à la réservation 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 réservation ». Celles-ci permettent de lier des offres différentes (relatives à la réservation 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 réservation 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 réglage⁹, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

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 » visé à l'article 245 du Règlement Technique.

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 transmis 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

⁹ La puissance réservée peut être nulle.

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.

6.4 Conditions générales de sélection de la réserve tertiaire à contracter

La sélection des puissances de réglage tertiaire « standard » et « flex » est réalisée sur base technico-économique et vise à minimiser le coût total de réservation de puissance de réglage tertiaire des produits « standard » et « flex », tout en respectant les volumes déterminés par Elia selon l'article 233 du règlement technique ainsi que les conditions relatives aux offres telles que décrites en 6.5.1. Les puissances de réglage tertiaire « standard » et « flex » peuvent être offertes par les unités techniques CIPU et non-CIPU.

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.

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

Ce paragraphe reprend les spécifications de la puissance de réglage tertiaire réservée déterminées par Elia conformément à l'article 249 du Règlement Technique.

Le volume de puissance de réglage tertiaire à réserver est fixé selon les modalités de l'article 233 du Règlement Technique.

6.5.1 Conditions relatives aux offres

Les fournisseurs potentiels ont la possibilité de remettre des offres relatives à la réservation de puissance sur base court terme.

Les puissances de réglage tertiaire « standard » et « flex » peuvent être offertes par les unités techniques CIPU et non-CIPU, elles se différencient de la manière suivante :

- Réserve tertiaire « standard » : nombre d'activations illimité par période contractuelle, maximum de 8 heures d'activation par jour et pas de durée minimale entre deux activations¹⁰.

¹⁰ Elia peut faire une demande d'activation au-delà des limites en énergie des produits de réserve tertiaire « standard » et « flex ». Le fournisseur peut, à sa discrétion, accepter ou rejeter une telle demande d'activation. Cependant, ces limites en énergie des produits de réserve n'affectent pas les obligations des producteurs décrites à l'article 159 § 2 du Règlement Technique.

- Réserve tertiaire « flex »: nombre d'activations limité par période contractuelle¹¹ (suivi au moyen d'un compteur d'activation dont le fonctionnement est décrit ci-dessous), durée de 2 heures maximum par activation et durée minimum de 8 heures entre deux activations¹⁰.

Le nombre d'activations de réserve tertiaire « flex » disponible par période contractuelle est suivi au moyen d'un compteur par contrat (un compteur pour les unités techniques CIPU et un autre pour les unités techniques non-CIPU) et par fournisseur. Ces compteurs sont incrémentés indépendamment mais selon la même logique. Le compteur pour le contrat relatif aux unités techniques CIPU (respectivement relatif aux unités techniques non-CIPU) est incrémenté de la valeur un lorsque toutes les offres pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire « flex » pour le contrat relatif aux unités techniques CIPU (respectivement relatif aux unités techniques non-CIPU) sont activées en même temps. Lorsque l'activation ne concerne pas toutes les offres relatives au contrat, le compteur est incrémenté d'une valeur inférieure à la valeur un calculée par offre activée. Cette valeur est égale au rapport entre le volume de l'offre activée et la somme des volumes de toutes les offres de réserve tertiaire « flex » nominées durant ce quart d'heure pour le contrat correspondant (CIPU ou non-CIPU) arrondi à la hausse à un chiffre après la virgule

Le fournisseur peut remettre plusieurs offres de volume à un prix exprimé en €/MW/h. Le volume des offres doit être exprimé comme un nombre entier de MW. Celles-ci peuvent être différentes pour les heures « Base », « Peak » ou « Off Peak », divisibles ou non divisibles.

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 « standard » et « flex ») entre elles.

Les offres soumises à Elia sont fermes. Celles relatives aux unités techniques non-CIPU doivent être accompagnées, ainsi que précisé dans les conditions d'appel d'offres, de pièces justifiant l'existence des accords préalablement requis entre les fournisseurs des services d'ajustement de profil et les gestionnaires de réseau concernés d'une part, entre les fournisseurs de puissance de réglage et les utilisateurs de réseaux d'autre part. L'acceptation d'une offre par Elia est notamment conditionnée à l'accord explicite et sans réserve de pré-qualification de la part de l'ensemble des gestionnaires de réseau concernés.

6.5.2 Sélection

La sélection des offres de puissance de réglage tertiaire réservée est réalisée sur base technico-économique. La sélection des offres est réalisée telle que décrite en 6.4.

6.5.3 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 tertiaire est également un système de type « pay as bid ».

Les conditions contractuelles sont décrites dans les contrats de réserve tertiaire tel que prévu à l'article 251 du Règlement Technique.

6.5.4 Contrôle et pénalité

6.5.4.1.1 Dispositions spécifiques pour les unités techniques CIPU

En jour J-1, les fournisseurs auprès desquels de la puissance de réglage tertiaire a été réservée, doivent annoncer la quantité de réserve tertiaire qui sera mise à disposition le jour suivant en tenant compte des éventuels transferts d'obligation décrits en 6.7.

Le fournisseur a en effet la possibilité d'effectuer un « transfert d'obligation d'offre » vers un autre fournisseur, via le marché secondaire décrit en 6.7. Il a une obligation d'offre pour la puissance réservée sur ses moyens de réglage¹², diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

¹¹ Huit activations de réserve tertiaire Flex à puissance maximale en cas de période contractuelle mensuelle

¹² La puissance réservée peut être nulle.

Ces informations sont vérifiées sur base du programme d'accès journalier, des caractéristiques techniques et des informations de statut des unités de production transmis dans le cadre de l'exécution du Contrat CIPU ainsi que sur base des volumes de réserve offerts dans le cadre d'offres remises pour d'autres puissance de réglage.

Il est ainsi possible de contrôler si les volumes réservés seront effectivement mis à disposition d'Elia.

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 en 8.5 avec les disponibilités contractuellement définies en tenant compte des éventuels transferts d'obligation décrits en 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 est proportionnelle au prix de référence du marché day-ahead belge 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.

6.5.4.1.2 Dispositions spécifiques pour les unités techniques non-CIPU

Le contrôle est effectué mensuellement en comparant par quart d'heure les disponibilités calculées avec les disponibilités contractuellement définies. La puissance mise à disposition est définie comme la puissance mesurée dont on a retiré le prélèvement net minimum nécessaire au fonctionnement du site ainsi que la partie non activée de la puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU offerte à la hausse (incremental bids hors du cadre du contrat CIPU).

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

Si la puissance mesurée n'est pas conforme, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure et chaque MW manquant. Cette pénalité équivaut au prix de réservation de l'offre correspondante multiplié par un facteur 5 et par la puissance manquante durant le quart d'heure considéré (différence entre le volume pour lequel le fournisseur a une obligation et le volume effectivement mis à disposition). Le montant total des pénalités de réservation et d'activation (décrites en 8.7.3) 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.

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. Elia a ainsi conclu des contrats avec TenneT et RTE.

6.6.2 Rémunération

La réserve de puissance de secours est bilatérale et symétrique. Elle n'est ni rémunérée, ni garantie. En effet, il n'y a pas en Belgique de réserve de puissance de réglage tertiaire basée sur un secours inter GRT.

Les conditions contractuelles sont décrites dans les « *contract for the exchange of emergency reserves* ».

6.7 Fonctionnement du marché secondaire

Un fournisseur de réglage primaire, secondaire ou tertiaire 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 consistance¹³ 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, secondaire et tertiaire (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.

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.

¹³ 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.

- 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), et tertiaire (via des unités non-CIPU uniquement) 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 et tertiaire 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'Elia¹⁴.

¹⁴ Voir en page 10 du document <http://www.elia.be/fr/users-group/groupe-de-travail-Balancing/Projets-et-Publications/Secondary-market-for-reserves>

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-journalières¹⁵ et d'autre part par le volume de puissance de réglage secondaire réservée par chaque GRT.

La participation d'une zone de réglage au foisonnement IGCC peut également être limitée ou interrompue à tout moment 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 résultant¹⁶ nul.
- Le déséquilibre net global du pool est alors redistribué¹⁷ 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.

¹⁵ Dans le cas particulier de la zone de réglage belge, qui est reliée à la région IGCC en antenne à travers la zone de réglage hollandaise, la capacité disponible aux frontières après clôtures des allocations journalières sera diminuée d'un volume prédéfini et réservé pour l'utilisation du foisonnement IGCC du GRT TenneT.

¹⁶ hors partie du déséquilibre individuel initial qui n'a pas été mise en commun.

¹⁷ 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 secondaire¹⁸;
- l'export sera valorisé au prix marginal à la baisse du réglage secondaire¹⁹.

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.

¹⁸ comme défini au paragraphe 9.2

¹⁹ 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 « standard », « flex », des incremental / decremental bids 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 de l'ARP (des ARPs) concerné(s) est décrit dans le contrat ARP. 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.

Le prix des offres d'activation de réserve tertiaire (réservée et non-réservée) à la hausse est limité à un plafond de 13.500,00 €/MWh.

Chaque fois que le prix d'une offre d'activation de réserve tertiaire à la hausse atteindra ou dépassera 100% du plafond mentionné ci-dessus, Elia enverra à la CREG dans un délai de trois semaines un rapport reprenant le volume et le prix des offres d'activation 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 plafond est atteint ou dépassé à 12 heures après le (dernier) quart d'heure où le plafond 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 CREG²⁰ est modifié, Elia pourra envoyer à la CREG une nouvelle proposition de règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires incluant une adaptation du plafond.

Le prix des offres d'activation de réserve tertiaire à la baisse n'est pas limité.

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 :

$$\alpha = (P_{\text{required}} - P_{\text{supplied}}) / P_{\text{required}}$$

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 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.

Si α est inférieur à 0,3, la pénalité appliquée par ELIA correspond à 10 % de la rémunération du fournisseur sur la période de facturation pour le(s) service(s) de réglage primaire concerné(s) par la déviation de fréquence et ;

²⁰ Pour la valeur du montant minimum à partir du 1er novembre 2018, voir la décision(B)658E/53 de la CREG du 28 juin 2018 relative à la demande d'approbation de la proposition tarifaire actualisée en vue d'une modification du tarif pour le maintien et la restauration de l'équilibre individuel des responsables d'accès.

Si α est supérieur à 0,3, la pénalité appliquée par ELIA correspond à 20 % de la rémunération du fournisseur sur la période de facturation pour le(s) service(s) de réglage primaire concerné(s) par la déviation de fréquence.

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

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,

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

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

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 :

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

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

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 annoncés 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 incremental / decremental bids 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 prorata²¹ 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 :

²¹ 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.

- 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.

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 ARP, intégré sur un quart d'heure) est rémunérée aux prix des offres remis par cet ARP.

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

Avec

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

Et

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

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

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

$VAOS_{i,j}$ n'est utilisé que dans le cadre de la rémunération de l'ARP 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 :

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

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

Conformément aux dispositions réglementaires et contractuelles en vigueur, les producteurs installés au sein de la zone de réglage belge sont tenus d'offrir à Elia, leur puissance disponible sur leurs unités de plus de 75 MW. Cette puissance est offerte à Elia sous forme d'incremental bids (puissance de réglage non réservée à la hausse) et de decremental bids (puissance de réglage non réservée à la baisse).

8.4.1 Conditions relatives aux offres

Un prix d'offre pour un incremental bid doit toujours avoir un signe positif. Son activation implique toujours une rémunération d'Elia au fournisseur.

Par contre, un prix d'offre pour un decremental bid peut avoir aussi bien un signe positif qu'un signe négatif. Un signe positif implique, lors de son activation, une rémunération du fournisseur à Elia tandis qu'un signe négatif implique une rémunération d'Elia au fournisseur. La possibilité d'avoir un signe négatif pour un decremental bid résulte du fait que dans des situations d'incompressibilité, pour un producteur donné, le profit global d'un réglage à la baisse ne contrebalance probablement pas les revenus globaux de ce réglage.

Les prix des offres pour des incremental et decremental bids sont sujets aux limites décrites dans la section 8.1

Tous les fournisseurs doivent annoncer, la liste des unités qui pourront participer au réglage tertiaire non réservé 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.

Le contrat CIPU tient compte des dispositions ci-dessus. Il prévoit que les producteurs envoient leurs programmes de production établis sur base quart horaire, en jour J-1, y compris les incremental / decremental bids dont question dans ce paragraphe.

Les fournisseurs ont la possibilité d'adapter, jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture, leurs programmes de production ainsi que leurs offres (prix et volumes) pour activation de puissance de réglage tertiaire. Ces offres sont ensuite considérées comme fermes et ne peuvent plus être modifiées. Néanmoins, en cas de forced outage d'une unité technique CIPU, le fournisseur a la possibilité de contacter Elia pour lui expliquer la situation. Sous réserve d'approbation par Elia, l'offre correspondante ne sera pas activée. Ces adaptations de programme seront, en principe, acceptées par Elia si elles ne provoquent pas de congestion. Le dernier programme de production accepté par Elia vaut nomination et remplace donc le programme de production soumis en J-1 comme programme de référence.

En outre, en jour J, les producteurs ont la possibilité de s'écarter en temps réel, de leur programme de production de référence par le biais d'une modification d'un « set point ». Ces modifications sont acceptées par Elia sous réserve qu'elles ne provoquent aucune congestion, Elia conservant la possibilité d'exiger à tout moment du producteur qu'il revienne au programme de référence, soit le dernier programme accepté par Elia.

Elia dispose toujours ainsi, d'une priorité sur les offres pour activation de puissance de réglage tertiaire non réservée déposées avec le programme de production de référence, par rapport aux modifications de production demandées par le biais de set points.

L'activation s'effectue par unité selon le merit order prévu. Une offre peut être partiellement activée en tenant compte de la puissance minimale d'activation de l'unité technique CIPU correspondante.

8.4.2 Rémunération

De manière identique à ce qui est fait pour la puissance activée dans le cadre du réglage secondaire, le décompte de la puissance activée dans le cadre du réglage tertiaire s'effectue suivant le principe « pay-as-bid ».

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 fournisseur 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 négatifs²², $VAAT_{i,j}$ peut également avoir un signe positif ou négatif. Un signe positif de $VAAT_{i,j}$ signifie un paiement du fournisseur i à Elia. A l'inverse, un signe négatif de $VAAT_{i,j}$ implique un paiement de Elia au fournisseur i.

Congestions

Les couples d'incremental / decremental bids correspondants qui sont activés dans le cadre de la gestion des congestions ne sont pas repris 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 des puissances qui ont été activées 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.

8.4.3 Contrôle et pénalités

En cas d'activation conforme, le déséquilibre de l'ARP (qui est également le fournisseur) ne sera pas impacté par l'activation et l'ARP ne sera donc pas pénalisé.

Par contre, en cas d'activation non conforme, le déséquilibre de l'ARP sera impacté et ce dernier sera donc soumis à des pénalités implicites via le tarif de déséquilibre.

²² Dans le cas d'un decremental bid.

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

Conformément aux dispositions réglementaires et contractuelles en vigueur, les fournisseurs de puissance de réglage tertiaire non réservée via des unités techniques non-CIPU peuvent offrir cette puissance à Elia sous forme d'incremental bids (puissance de réglage à la hausse) et de decremental bids (puissance de réglage à la baisse). Les différentes situations de marché possibles qui encadrent la participation des unités techniques non-CIPU à la puissance de réglage tertiaire non réservée sont décrites dans la section « 8. Situations de marché » des « Règles organisant le Transfert d'énergie ».

8.5.1 Conditions relatives aux offres

Un prix d'offre pour un incremental bid doit toujours avoir un signe positif. Son activation implique toujours une rémunération d'Elia au fournisseur.

Par contre, un prix d'offre pour un decremental bid peut avoir aussi bien un signe positif qu'un signe négatif. Un signe positif implique, lors de son activation, une rémunération du fournisseur à Elia tandis qu'un signe négatif implique une rémunération d'Elia au fournisseur.

Les prix des offres pour des incremental et decremental bids sont sujets aux limites décrites dans la section 8.1.

Les fournisseurs peuvent soumettre des offres et adapter des offres existantes (prix, volumes et toutes autres données) à partir de J-1 jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture. Jusqu'à ce moment, les offres peuvent être modifiées ou annulées. Elles sont ensuite considérées comme fermes et ne peuvent plus être modifiées. Néanmoins, en cas de forced outage d'une unité technique non-CIPU, le fournisseur a la possibilité de contacter Elia pour lui expliquer la situation. Sous réserve d'approbation par Elia, l'offre correspondante ne sera pas activée ou activée partiellement (en fonction du volume encore disponible suite au forced outage).

Une offre contient les informations suivantes : un régime (à la hausse ou à la baisse), un volume (en MW pour chaque quart d'heure), un prix (en €/MWh pour chaque quart d'heure), le nombre maximal de quarts d'heure consécutifs d'activation au sein d'une même heure (renseigné pour chaque quart d'heure²³) et la liste des points de livraison qui seront activés.

Les points de livraison préqualifiés pour offrir des « Slow non-CIPU Incremental Bids » visés à la section 8.5.1 Bis ne peut être préqualifiés pour la même période pour faire partie d'offres visées à la présente section.

Le volume offert est un multiple de 0,1 MW et est supérieur ou égal à 1 MW.

Une offre peut être partiellement activée. L'activation s'effectue par offre (les offres sont soumises par le fournisseur comme décrit ci-dessus) et selon le merit order prévu.

8.5.1 Bis Conditions spécifiques en vigueur jusqu'au 31/3/2019 et applicables aux offres à partir d'unités techniques non CIPU qui ne sont pas capables d'activer une puissance demandée dans un délai de 15 minutes

Les unités techniques non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer une puissance demandée dans un délai de 15 minutes sont assimilées dans le cadre des présentes règles aux unités techniques CIPU non démarrées dont le délai de démarrage est supérieur à 15 minutes.

Les offres à partir d'unités techniques non CIPU qui ne sont pas capables d'activer une puissance demandée dans un délai de 15 minutes sont appelées « slow non CIPU Incremental bids » et sont soumises par les fournisseurs à Elia à la suite d'une demande spécifique d'Elia (« call for bids »). Dans le cadre de la période hivernale

²³ Une valeur de 1 à 4 est renseignée pour chaque quart d'heure. A titre d'exemple, une valeur de 1 pour le quart d'heure QH A signifie que le bid ne peut être activé que pendant le premier quart d'heure de l'heure commençant au quart d'heure QH A. Une valeur de 4 pour le quart d'heure QH A signifie que le bid peut être activé pendant toute l'heure commençant au quart d'heure QH A donc sans limite sur cette heure.

2018-19 Elia effectue un tel call for bids lorsqu'elle identifie un risque de « Déficit Structurel » par « Technical Trigger » qui est confirmé par une analyse contextuelle tel que décrit à la section 7.4.2 des règles de fonctionnement de la réserve stratégique. Le call for bids pour une période à couvrir durant le jour D a lieu au plus tôt à 18h en D-1 et généralement entre 8 et 12h avant la période à couvrir.

Dans son call for bids, Elia précise la période à couvrir par de nouvelles offres²⁴ ainsi que un ordre de grandeur du volume nécessaire pour la période à couvrir. Le call for bids indique également, l'heure limite (« gate closure time ») pour laquelle les Slow non-CIPU Incremental Bids doivent être introduits. Un délai de 2h sera respecté entre le call for bids et le gate closure time des Slow non CIPU Incremental Bids.

Les fournisseurs de des Slow non-CIPU Incremental bids peuvent soumettre leurs offres pour cette gate closure time.

De par leur nature, les points de livraison utilisés dans ces Incremental Bids spécifiques sont des points qui ne sont pas préqualifiés pour un contrat de réglage tertiaire (réservé ou non) activable en 15 minutes (tel que visé aux sections 8.5.1 et 8.7). Par ailleurs les points de livraison ayant fait partie une première fois d'un portefeuille pour des « Slow non-CIPU Incremental Bids » et ayant été préqualifiés par la suite pour un contrat de réglage tertiaire (réservé ou non) activable en 15 minutes (tel que visé aux sections 8.5.1 et 8.7), ne sont pas autorisés à participer à nouveau aux « Slow non-CIPU Incremental Bids ».

Ces offres portent sur toute la période à couvrir communiquée par Elia; elles peuvent être activées à tout moment dans la période à couvrir, pour un minimum de 1h et prolongées jusqu'aux limites de la période à couvrir ou jusqu'à un maximum de 4h de période d'activation, sauf pour les offres pour lesquelles le BSP a explicitement indiqué pouvoir être prolongé au-delà de 4h. Les offres doivent contenir les composants suivants :

- Un volume exprimé en MW; ce volume n'étant pas divisible ;
- Un prix, le prix contenant deux composantes :
 - o une composante fixe exprimée en €/MW; elle est appliquée sur la première heure d'activation et sur le volume activé²⁵. Cette composante est assimilable à un coût de démarrage d'une unité CIPU ;
 - o une composante variable exprimée en €/MWh appliquée sur toute la durée de l'activation.
 - o En cas de prolongation seule la composante variable est appliquée sur la durée prolongée.
- la liste des points de livraison qui seront activés ;
- l'indication, le cas échéant, du fait que la période d'activation peut être prolongée au-delà de 4h d'activation.

Le volume offert est un multiple de 0,1 MW et est supérieur ou égal à 1 MW.

Le prix des offres pour des Slow non-CIPU Incremental Bids (somme des deux composantes) est sujet aux limites décrites dans la section 8.1 tandis que le prix pour la composante fixe est limité à 1000€/MW.

Un prix d'offre pour un Slow non-CIPU Incremental Bid doit toujours avoir un signe positif et implique toujours une rémunération d'Elia au fournisseur.

²⁴ Le call for bids invite les BSPs à offrir tout volume supplémentaire qu'ils ont à disposition sous forme d'offres provenant d'unités CIPU ou non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer endéans un délai de 15 min.

²⁵ A titre d'exemple, si un Slow non-CIPU Incremental Bid du fournisseur i est activé pour la période P1 allant de 18h à 20h la valeur la valeur POT_{i,j} sera égale à la somme de la composante fixe et de la composante variable de cette offre pour j allant de 1 à 4 et sera égale à la composante variable de l'offre pour les autres valeurs de j, et ce également en cas de prolongation de l'activation.

Pour prendre en compte le caractère lent d'une activation de certains sites industriels utilisés pour ces offres, Elia contacte les fournisseurs des offres sélectionnées 5h avant la période à couvrir pour leur indiquer que leur offre est sélectionnée et qu'ils peuvent commencer à préparer l'activation. Cette indication ne signifie pas qu'il y aura activation. Par contre si une offre qui a passé l'étape de la préparation n'est pas activée un dédommagement égal à la composante fixe du prix de l'offre multipliée par la dernière valeur acceptée par Elia du volume offert sera donné au fournisseur.

Au moment du début de la préparation le fournisseur a l'occasion d'indiquer si son offre est toujours valable ou annulée. Après cette étape l'offre est considérée comme ferme et seul le volume offert²⁶ peut encore être adapté jusqu'à 1h30 avant le début de la période à couvrir, dans les limites de +/- 20% du volume offert initialement et sous réserve d'approbation par Elia lorsqu'il s'agit d'une augmentation. Au delà de 1h30 avant le début de la période à couvrir l'offre ne peut plus être modifiée. Tout refus ou absence d'activation au-delà de ce délai sera considéré comme une activation dont le volume fourni est nul.

Néanmoins, en cas de forced outage d'une unité technique non-CIPU, le fournisseur a la possibilité de contacter Elia pour lui expliquer²⁷ la situation. Sous réserve d'approbation par Elia, l'offre correspondante ne sera pas activée ou activée partiellement (en fonction du volume encore disponible suite au forced outage).

La demande d'activation est envoyée par Elia 1 heure avant le début de la période d'activation selon le merit order technico-économique prévu.

Les acteurs de marché seront informés le plus vite possible au terme de toutes de toutes les étapes mentionnées ci-dessus des éléments suivants :

- call for bids : période à couvrir et ordre de grandeur du volume nécessaire ;
- entre le call for bids et la préparation : du volume total offert et du prix maximum offert ;
- préparation 5h avant la période à couvrir : du fait qu'un message de préparation a été envoyé à au moins un des fournisseurs de slow non-CIPU Incremental Bids ainsi que d'une mise à jour du volume total offert et du prix maximum offert;
- demande d'activation 1h avant la période d'activation : le volume total activé, la période d'activation, ainsi que le prix maximum des offres activées ;
- le cas échéant de toute prolongation et de sa durée.

²⁶ pas le prix

²⁷ Cette explication doit inclure au moins le moment d'occurrence du forced outage et le volume concerné.

8.5.2 Rémunération

Le décompte de la puissance de réglage tertiaire non réservée activée via des unités techniques non-CIPU s'effectue suivant le principe « pay-as-bid ».

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 fournisseur 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 négatifs²⁸, $VAAT_{i,j}$ peut également avoir un signe positif ou négatif. Un signe positif de $VAAT_{i,j}$ signifie un paiement du fournisseur i à Elia. A l'inverse, un signe négatif de $VAAT_{i,j}$ implique un paiement de Elia au fournisseur i.

8.5.3 Contrôle et pénalités

Le contrôle d'activation consiste à comparer le volume effectivement activé par le fournisseur et le volume demandé par Elia tout en tenant compte du temps admis pour l'activation. Le volume effectivement activé est défini comme la puissance de référence dont on a retiré la puissance mesurée. La puissance de référence correspond à la puissance moyenne mesurée durant le quart d'heure précédant celui durant lequel la demande d'activation a lieu.

Pour ce qui concerne les Slow non-CIPU Incremental Bids, Elia compare cette puissance de référence à la valeur qui aurait été obtenue par une méthode alternative²⁹ et applique une pénalité égale à la rémunération de l'offre, à moins que le fournisseur ne puisse justifier les raisons techniques pour lesquelles une consommation inhabituelle est survenue pendant le quart d'heure utilisé pour le calcul de la puissance de référence.

Les contrôles visent à vérifier que le volume demandé a effectivement été fourni et que l'écart entre le volume demandé et le volume fourni reste dans une fourchette raisonnable. Un fournisseur qui, de façon systématique, ne respecte pas la fourchette considérée comme raisonnable verra sa participation au réglage tertiaire non réservé via des unités techniques non-CIPU suspendue pendant une période déterminée qui pourra être renouvelée si le problème persiste.

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

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci, à mentionner dans le contrat cadre « General framework for Tertiary Control by CIPU units ».

8.6.1 Conditions relatives aux offres

Les acteurs auprès desquels de la puissance de réglage tertiaire « standard » ou « flex » a été réservée via des unités techniques CIPU (ou qui se sont engagé pour faire offre à la place d'un autre fournisseur, conformément aux dispositions décrites au point 6.7)

²⁸ Dans le cas d'un decremental bid.

²⁹ Dans le cas de slow non CIPU Incremental bids la méthode alternative est la méthode « Baseline High X of Y » décrite à la section 9.3.2 des Règles de transfert d'énergie.

doivent présenter auprès d'Elia, en jour J-1, des offres pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire réservée, pour un volume au moins égal au volume réservé.

Le fournisseur a également la possibilité d'effectuer un transfert d'obligation d'offre, via le marché secondaire décrit en 6.7. Il a une obligation d'offre pour la puissance réservée sur ses moyens de réglage³⁰, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

Un prix d'offre pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire réservée doit toujours avoir un signe positif. Son activation implique toujours une rémunération d'Elia au fournisseur. Ce prix est sujet au plafond décrit dans la section 8.1.

Tous les fournisseurs doivent annoncer en jour J-1, la liste des unités qui pourront participer au réglage tertiaire « standard » et « flex » en jour J. Les offres de prix pour un réglage à la hausse sont, en conséquence, relatives à chacune des unités que le producteur annonce en jour J-1 comme pouvant participer. Les offres doivent répondre aux critères suivants :

- chaque offre porte sur un quart d'heure ainsi que sur une unité;
- chaque offre comprend un volume maximum pour l'activation de la puissance de réglage à la hausse. Les offres de volume « standard » et « flex » sont communiquées séparément. Les prix d'activation « standard » et « flex » sont identiques et également égaux au prix libre offert dans le cadre du contrat CIPU;
- tout volume offert est un multiple de 0.1 MW;
- pour chaque produit, 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 points de livraison préqualifiés précédemment pour offrir des « Slow non-CIPU Incremental Bids » visés à la section 8.5.1 Bis ne peut être préqualifiés pour faire partie d'offres visées à la présente section.

Elia dispose des informations temps réel relatives à la participation au réglage tertiaire de chaque unité (mesures en temps réel échangées entre Elia et le producteur).

Les producteurs ont la possibilité d'adapter, jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture, leurs offres de prix via le cadre du contrat CIPU pour activation de puissance de réglage tertiaire. Elles sont ensuite considérées comme fermes et ne peuvent plus être modifiées. Les offres de volume ne peuvent par contre pas être adaptées en intraday (par exemple pour transférer de la puissance de réserve tertiaire d'une unité vers une autre) 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.

L'activation s'effectue par unité et selon le merit order prévu. Une offre peut être partiellement activée en tenant compte de la puissance minimale d'activation de l'unité technique CIPU correspondante.

8.6.2 Rémunération

Le décompte de la puissance activée dans le cadre du réglage tertiaire « standard » et « flex » réservé via des unités techniques CIPU s'effectue suivant le principe « pay as bid ».

Les offres pour l'activation du volume de puissance tertiaire réservée sont uniquement des offres de réglage à la hausse. De la même manière que pour la puissance de réglage tertiaire non réservée (incremental bids), 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 à au fournisseur i.

³⁰ La puissance réservée peut être nulle.

8.6.3 Contrôle et pénalités

En cas d'activation conforme, le déséquilibre de l'ARP (qui est également le fournisseur) ne sera pas impacté par l'activation et l'ARP ne sera donc pas pénalisé. Par contre, en cas d'activation non conforme, le déséquilibre de l'ARP sera impacté et ce dernier sera donc soumis à des pénalités implicites via le tarif de déséquilibre.

Si une unité technique CIPU subit une panne endéans les 15 minutes suivant la demande d'activation d'Elia, le démarrage est considéré comme non conforme. Une même unité qui enregistre deux démarrages non conformes consécutifs est exclue de la puissance de réglage tertiaire réservée et ce jusqu'à ce que le fournisseur démontre que l'unité est à nouveau capable de fournir le service selon les modalités contractuelles.

Les modifications de programme en infra-journalier sur une unité de production participant à la réserve tertiaire sont autorisées par Elia dans certains cas spécifiques définis contractuellement. Si la modification de programme a pour conséquence une utilisation de la puissance de réglage tertiaire réservée pour les propres besoins du fournisseur en dehors des clauses contractuelles, une infraction est constatée et une pénalité est appliquée. Cette pénalité est proportionnelle à la rémunération de la réservation par période contractuelle ainsi qu'au rapport entre et la puissance de réglage tertiaire réservée maximale utilisée pour les propres besoins du fournisseur durant l'infraction et la puissance totale de réglage tertiaire réservée auprès du fournisseur.

La limite supérieure des pénalités sur la période contractuelle décrite au point 6.5.4 est d'application.

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

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci, à mentionner dans le contrat cadre « General framework for Tertiary Control by non-CIPU units ».

8.7.1 Conditions relatives aux offres

Les fournisseurs auprès desquels de la puissance de réglage tertiaire « standard » ou « flex » a été réservée via des unités techniques non-CIPU (ou qui se sont engagés pour faire offre à la place d'un autre fournisseur, conformément aux dispositions décrites au point 6.7) doivent présenter auprès d'Elia, en jour J-1, des offres pour l'activation de la puissance de réserve tertiaire pour un volume égal au volume réservé.

Le fournisseur a également la possibilité d'effectuer un transfert d'obligation d'offre, via le marché secondaire décrit en 6.7. Il a une obligation d'offre pour la puissance réservée sur ses moyens de réglage³¹, diminuée/augmentée de la puissance transférée vers/provenant d'un autre fournisseur.

Un prix d'offre pour l'activation de la puissance de réglage tertiaire réservée doit toujours avoir un signe positif. Son activation implique toujours une rémunération d'Elia au fournisseur. Ce prix est sujet au plafond décrit dans la section 8.1. Les offres doivent répondre aux critères suivants :

- une offre contient les informations suivantes : un volume maximal (en MW pour chaque quart d'heure), un prix (en €/MWh pour chaque quart d'heure) et la liste des points de livraison qui seront activés.
- le volume offert est un multiple de 0,1 MW et est supérieur ou égal à 1 MW.
- les offres de volume « standard » et « flex » sont communiquées séparément.
- pour chaque produit, la somme de toutes les offres d'un fournisseur est égale, par quart d'heure de la journée concernée, au volume réservé augmenté/diminué en tenant compte des éventuels transferts d'obligation vers/provenant d'autres fournisseurs.

Les fournisseurs peuvent soumettre des offres et adapter des offres existantes (prix, volumes et liste des points de livraison) à partir du moment où les résultats de l'enchère

³¹ La puissance réservée peut être nulle.

de puissance de réglage tertiaire réservée sont publiés jusqu'à 45 minutes avant le début du quart d'heure de fourniture. Jusqu'à ce moment, les offres peuvent être modifiées ou annulées. Elles sont ensuite considérées comme fermes et ne peuvent plus être modifiées.

La puissance de réglage tertiaire réservée via des unités techniques non-CIPU est uniquement activée dans un sens positif, et peut être constituée d'une diminution de charge ou d'une augmentation de la production.

Une offre peut être partiellement activée. L'activation s'effectue par offre (les offres sont soumises par le fournisseur comme décrit ci-dessus) selon le merit order prévu.

8.7.2 Rémunération

Le décompte de la puissance activée dans le cadre du réglage tertiaire « standard » et « flex » réservé via des unités techniques non-CIPU s'effectue suivant le principe « pay as bid ».

De la même manière que pour la puissance de réglage tertiaire non réservée (incremental bids), 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 à la hausse sont toujours positifs, $VAOT_{i,j}$ est toujours positif ce qui implique un paiement de Elia à l'ARP i.

8.7.3 Contrôle et pénalité

En cas d'activation conforme, le déséquilibre de l'ARP du fournisseur ne sera pas impacté par l'activation et l'ARP ne sera donc pas pénalisé. Par contre, en cas d'activation non conforme, le déséquilibre de l'ARP du fournisseur sera impacté et ce dernier sera donc soumis à des pénalités implicites via le tarif de déséquilibre.

Le contrôle d'activation consiste à comparer le volume effectivement activé par le fournisseur et le volume demandé par Elia tout en tenant compte du temps admis pour l'activation. Le volume effectivement activé est défini comme la puissance de référence dont on a retiré la puissance mesurée ainsi que le volume de réglage tertiaire non réservé via des unités techniques non-CIPU activé à la hausse. La puissance de référence est fonction de la méthode de baselining choisie par le fournisseur parmi les possibilités proposées par Elia, c'est-à-dire les méthodes « Last QH » (qui utilise comme référence la puissance moyenne mesurée durant le quart d'heure précédant celui durant lequel la demande d'activation a lieu) et « High X of Y » (qui se base sur des données historiques pour estimer la puissance de référence).

Les contrôles visent à vérifier que le volume demandé a effectivement été fourni. Si Elia remarque deux activations non conformes consécutives, le volume de puissance de réglage tertiaire réservée que le fournisseur pourra offrir lors des enchères suivantes sera réduit jusqu'à ce qu'il démontre qu'il est à nouveau capable de fournir le service selon les modalités contractuelles. Le volume est réduit à la puissance moyenne effectivement fournie durant la période d'activation demandée par Elia.

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 GRT³² 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 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 de réglage pour ses propres besoins, ce sont les incremental bids les plus chers et les decremental bids les moins profitables qui seront utilisés 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

De manière identique à ce qui est fait pour la puissance activée dans le cadre du réglage tertiaire, 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 de puissance de réglage tertiaire non réservée (incluant les offres de puissance non sélectionnées dans le cadre du réglage secondaire) et/ou ;
- les offres de puissance de réglage tertiaire réservée « standard » et « 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 :

³² 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.

- 1) Activation des offres de puissance de réglage tertiaire non-réservée (à la hausse ou à la baisse, en ce compris les offres de puissance non-sélectionnés dans le cadre du réglage secondaire) et réservée « 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 réservée et de la puissance de réglage tertiaire réservée « 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 gestion.
- 2) Activations de puissance de réglage tertiaire « 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 tournante³³, 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.

Le cas échéant, les unités (CIPU et non CIPU) 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) seront activées en fonction des besoins opérationnels³⁴. Et tenant compte, lorsqu'il s'agit d'activer plusieurs unités de ce type au même moment d'un merit order technico-économiques entre ces unités. Au sein des unités CIPU et non 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 et de la composante de prix répartie sur la première heure pour les unités non CIPU lentes.

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.
- de l'activation, dans la mesure du possible, d'au moins une fois par an de la puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » réservée via des unités techniques non-CIPU en vue de vérifier leur bon fonctionnement. Ces activations seront rémunérées comme décrit au § 8.7.2. Dans le cas où ces activations ne sont pas conformes les activations concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au §8.7.3.

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

En cas d'activation d'une offre de réglage tertiaire (réservée ou non) via une unité 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 d'activation avec donc un impact sur le merit

³³ 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

³⁴ En application de l'article 159, §2 de l'Arrêté Royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

order économique. Dans ce cas, la formule pour calculer le prix d'activation utilisé pour le mérit order économique est la suivante :

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

Avec :

- Prix Offre Réglage Tertiaire [€/MWh] : le prix de l'offre de réglage tertiaire à la hausse (réservée 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 contrat CIPU.
- 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 et égal à 1 pour les unités CIPU 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 un quart d'heure unités pouvant démarrer en 15 minutes et à une heure pour les autres.

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 impacte le prix de l'unité de réglage uniquement durant le premier quart d'heure d'activation pour les unités capables d'activer la puissance demandée en 15 minutes, et uniquement la première heure de l'activation pour les autres.
- 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.

En cohérence avec le démarrage d'une unité technique CIPU lente à l'arrêt, en cas d'activation d'un Slow non-CIPU Incremental bid, la composante de coût fixe (exprimé en €/MW) de l'offre tel que défini à la section 8.5.1Bis est intégrée au prix d'activation avec donc un impact sur le mérit order économique. Dans ce cas, elle est appliquée sur la première heure d'activation et sur le volume activé³⁵.

L'activation de la réserve tertiaire flex après la réserve tertiaire standard est justifiée par le fait que la réserve tertiaire « standard » peut être activée un nombre illimité de fois tandis que la réserve tertiaire « flex » est limitée à un certain nombre d'activations par

³⁵ A titre d'exemple, si un Slow non-CIPU Incremental Bid du fournisseur i est activé pour la période P1 allant de 18h à 20h la valeur la valeur POT_{i,j} sera égale à la somme de la composante fixe et de la composante variable de cette offre pour j allant de 1 à 4 et sera égale à la composante variable de l'offre pour les autres valeurs de j, et ce également en cas de prolongation de l'activation.

période contractuelle. Elia active donc prioritairement la réserve tertiaire « standard », puis la réserve tertiaire « flex ».

Si un empilement économique des offres de puissance de réglage tertiaire « standard » et « flex » était utilisé comme critère de choix, l'ensemble des activations possibles de la réserve tertiaire « flex » pourraient être rapidement utilisés, ce qui pourrait poser des problèmes, plus tard dans la période contractuelle de réservation, au réseau Elia.

9 Transparence / Information du marché

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'accès 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-heure 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 réservée annoncées en jour J-1 ;
- le total des offres de puissance à la hausse activables sous forme d'incremental bids (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 de decremental bids (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'accès 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.

En dérogation de ce qui précède, étant donné le délai d'implémentation très court des Slow non-CIPU Incremental Bids, les informations relatives aux volumes offerts par les fournisseurs (volume total offert pour la période à couvrir et prix maximum) seront communiquées aux acteurs de marché via email ou RSS feed avant l'étape de préparation, au moment de l'activation et un historique sera accessible aux acteurs de marché dès que possible.

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.

(1) BOVj : 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
- Incremental bids
- Réserves tertiaires³⁶

³⁶ Comprenant les réserves tertiaires « standard » et « flex » et le secours Inter 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
- Incremental bids
- Réserves tertiaires³⁷

(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 injecté 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.

→ Le volume net de réglage est également défini comme étant le signal de zone lors de la détermination du prix/tarif de compensation des déséquilibres quart-horaire tel que décrit dans la proposition tarifaire.

(4) HUP_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
- Incremental bids
- Réserves tertiaires, comprenant les réserves tertiaires « standard » / « flex » et 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

³⁷ A la baisse, il s'agit uniquement du secours mutuel entre gestionnaires de réseau

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 (réservée 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.

De même, en cas d'activation d'un Slow non-CIPU Incremental Bid, la composante de prix fixe, assimilée à un coût de démarrage (exprimée en €/MW activé) de l'unité non CIPU tel que défini à la section 8.5.1 Bis est intégrée au prix Slow non-CIPU Incremental Bid selon les principes détaillés dans la section 8.9.

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

(5) LDP_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 mobilisés par Elia durant le quart d'heure (j), ces moyens pouvant être :

- Export d'énergie par foisonnement IGCC
- Réglage secondaire
- Decremental bids
- Réserves tertiaires, s'agissant pour 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 decremental bids : 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 LDP 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 stratégique³⁸.

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.

³⁸ 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'accès, 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'accès, 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 S.A. décrits aux paragraphes 8.3.
- 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 et non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée en 15 minutes soumises suite à un call for bids tel que décrit à la section 8.5.1 Bis ainsi que leurs mises à jour aux étapes de la préparation et de l'activation.

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 et non-CIPU qui ne sont pas capables d'activer la puissance demandée en 15 minutes soumises suite à un call for bids tel que décrit à la section 8.5.1 Bis.

- 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 de la qualité du réglage de l'équilibre de la zone de réglage

Compte tenu du lien qui existe entre la qualité du réglage de l'équilibre de la zone de réglage et l'activation de volumes de puissance de réglage, le monitoring de la qualité du réglage de l'équilibre de la zone de réglage 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.

Ce suivi sera réalisé au moyen des indicateurs BQI³⁹ de l'UCTE calculés pour la zone de réglage belge ainsi que de courbes trompettes déterminées lors de chaque déclenchement d'unité de production nucléaire selon la méthode décrite par l'UCTE dans le document « Appendix 1 to policy 1 - Load frequency control and performance » V1.9, level E du 16/06/2004. Les courbes trompette n'étant disponibles que trimestriellement, elles figureront dans le rapport mensuel relatif au dernier mois de chaque trimestre.

10.5 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 α .

³⁹ Définis conformément à la note UCTE « Balancing of the UCTE control blocks – Explanatory Note on the Implemented Quality Indicators (BQI : Balancing Quality Indicators) version 4 du 22/02/07.

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

10.6 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 ARP 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 ARP, 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.

10.7 Monitoring du marché secondaire

Le monitoring du marché secondaire porte spécifiquement sur le suivi des transferts des obligations entre ARPs. 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 d'ARPs et par type de produit ;
- Volume des obligations transféré par paire d'ARPs 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 d'ARPs et par type de produit.

10.8 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 ou régionales, par fournisseur et par type de produit de la réserve primaire, secondaire et tertiaire.

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 enchères concernées

10.9 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.

10.10 Monitoring de l'utilisation du mécanisme par les responsables d'accès.

Le but de ce type de monitoring est de contrôler le comportement des responsables d'accès 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'accès 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'accès fait l'objet d'un suivi.

Une visualisation du comportement mensuel de chaque responsable d'accès 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'accès et d'autre part, sur base du déséquilibre de chaque responsable d'accès rapporté à son prélèvement alloué. Cette dernière représentation permet une comparaison des déséquilibres synchrones des différents responsables d'accès indépendamment de leur taille.

Annexe 1 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et HUP 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 :

n°	k	i	j	Offres			
				Réglage à la hausse		Réglage à la baisse	
				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).

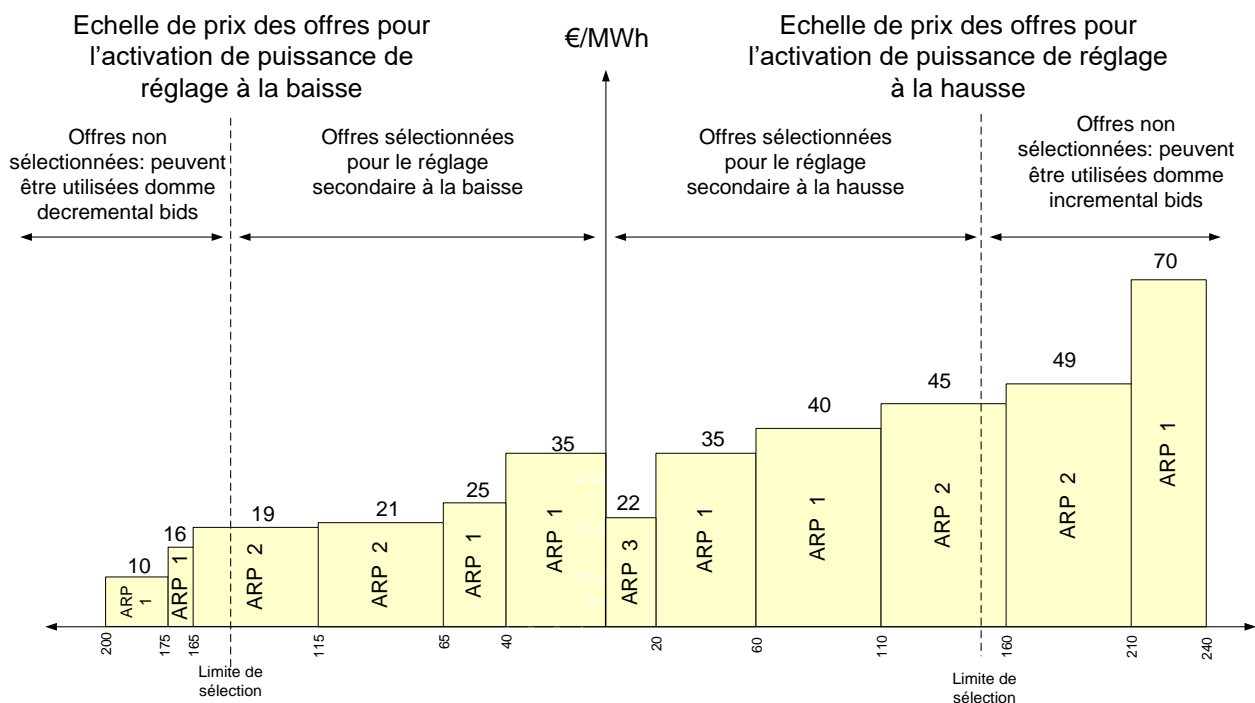
Le fournisseur n°2 a fait offre pour 50 MW à la hausse et 60 MW à la baisse en plus de la puissance réservée chez lui (respectivement 50MW et 40MW).

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 ΔP_{R2} 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 $\text{VOS}_{1,100} = 21 \text{ MWh} * \text{€ } 37,78/\text{MWh} = \text{€ } 793,38$

$\text{ABS}_{1,1,100}$ et $\text{ABS}_{3,1,100}$ ont été activés proportionnellement en fonction du signal $\text{delta_P}_{R2,A,1,100}$

D'où $PAS_{1,100} = (40 \text{ MW} * \text{€ } 35/\text{MWh} + 25 \text{ MW} * \text{€ } 25/\text{MWh})/65 \text{ MW} = \text{€ } 31,15/\text{MWh}$
et $VAS_{1,100} = 4,33 \text{ MWh} * \text{€ } 31,15/\text{MWh} = \text{€ } 134,87$

Il vient donc $VAOS_{1,100} = 793,38 - 134,87 = 658,5 \text{ €}$

$VAOS_{1,100}$ 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 $\text{delta_}P_{R2,0,2,100}$

D'où $POS_{2,100} = \text{€ } 45/\text{MWh}$

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

$ABS_{2,1,100}$ et $ABS_{2,2,100}$ ont été activés proportionnellement et (partiellement pour $ABS_{2,2,100}$) en fonction du signal $\text{delta_}P_{R2,A,2,100}$

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

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

Il vient donc $VAOS_{1,100} = 419,85 - 114,42 = 305,43 \text{ €}$

$VAOS_{2,100}$ 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 $\text{delta_}P_{R2,3,100}$

D'où $POS_{3,100} = \text{€ } 22/\text{MWh}$

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

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

4. Détermination des paramètres BOV, BAV, NRV ainsi que HUP et LDP

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

$BOV_{100} = 21 \text{ MWh} + 9,33 \text{ MWh} + 4,67 \text{ MWh} = 35 \text{ MWh}$

$BAV_{100} = 4,33 \text{ MWh} + 5,67 \text{ MWh} = 10 \text{ MWh}$

$NRV_{100} = 35 \text{ MWh} - 10 \text{ MWh} = 25 \text{ MWh}$

$HUP_{100} = (21 \text{ MWh} * \text{€ } 37,78/\text{MWh} + 9,33 \text{ MWh} * \text{€ } 45/\text{MWh} + 4,67 \text{ MWh} * \text{€ } 22/\text{MWh})/35 \text{ MWh} = \text{€ } 37,6/\text{MWh}$

$LDP_{100} = (4,33 \text{ MWh} * \text{€ } 31,15/\text{MWh} + 5,67 \text{ MWh} * \text{€ } 20,18/\text{MWh})/10 \text{ MWh} = \text{€ } 24,93/\text{MWh}$

Annexe 2 : Exemple chiffré de calcul des paramètres BOV, NRV et HUP 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 décrémentationale. 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 incrémentationale. 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 incrémentationale. 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 $80/120 * -30$ MW = -20MW ; le déséquilibre résiduel après foisonnement du GRT C sera de $40/120 * -30$ MW = -10MW.

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 $= (30*90 + 40*60 + 50*30) / (90+60+30) = 36,67€/MWh$

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 HUP

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

- BOV_j = 80 (60 + 20) MW
- BAV_j = 0 MW
- NRV_j = 80 MW
- HUP_j = 40 €/MWh