



ELIA SYSTEM OPERATOR

**REGLES DE FONCTIONNEMENT DE LA RÉSERVE
STRATÉGIQUE**

**Suivant l'article 7septiesde la loi du 29 avril 1999 relative à
l'organisation du marché de l'électricité**



Table des matières

1	Préambule	3
2	Définitions	4
2.1	Définitions générales et abréviations	4
2.2	Symboles utilisés	5
3	Introduction	7
4	Entrée en vigueur et durée	8
5	Réservation de puissance de la réserve stratégique	8
5.1	Processus d'appels d'offres	8
5.2	Réservation de puissance pour la SGR	8
5.2.1	Conditions relatives aux offres	8
5.2.2	Attribution	8
5.2.3	Conditions d'activation	9
5.2.4	Rémunération	9
5.2.5	Contrôle et pénalité	9
5.2.6	Tests	10
5.3	Réservation de puissance SDR	11
5.3.1	Conditions relatives aux offres	11
5.3.2	Conditions d'activation	12
5.3.3	Attribution	12
5.3.4	Rémunération	14
5.3.5	Tests	14
6	Activation de puissance de la réserve stratégique	15
6.1	Généralités	15
6.2	Activation de la réserve stratégique SGR	15
6.2.1	Nominations	15
6.2.2	Caractéristiques d'une activation	16
6.2.3	Rémunération	16
6.2.4	Contrôle et pénalité	17
6.3	Activation de la puissance de la réserve stratégique SDR	18
6.3.1	Nominations et puissance disponible pour activation	18
6.3.2	Caractéristiques d'une activation	18
6.3.3	Rémunération	19
6.3.4	Contrôle et pénalité	19
6.4	Processus opérationnel allant de l'identification du risque de déficit structurel jusqu'à l'activation de la réserve stratégique	20
6.4.1	Détection du risque de déficit structurel par Critère Economique/Economic Trigger	20
6.4.2	Détection du risque de déficit structurel par Critère Technique/Technical Trigger	21
6.4.3	Différentes étapes d'une activation d'une unité SGR ou SDR	22
6.4.4	Processus d'activation en J-1 et J	23
6.5	Sélection technico-économique de la /les unité(s) de la réserve stratégique pour activation	24
6.6	Impact sur le SI et NRV	25
6.7	Impact sur les prix de déséquilibre	25
6.7.1	Introduction	25
6.7.2	Règles applicables pour la définition des incitants complémentaires appliqués au tarif de déséquilibre	26
7	Transparence / Information du marché	27
7.1	Informations relatives à l'injection d'énergie dans la zone de réglage à partir d'unités de la réserve stratégique	28
7.2	Information générale sur le fonctionnement de la réserve stratégique	28
8	Monitoring	29
	Annexe : Exemple chiffré d'application d'un facteur d'équivalence	30

Le présent document constitue les règles de fonctionnement de la réserve stratégique, conformément à l'article 7septies, §1 et 2 de la Loi Electricité du 29 avril 1999, amendée par la loi du 26 mars 2014 en vue de l'établissement d'un mécanisme de réserve stratégique (ci-après « Loi Electricité »).

Cette proposition s'inscrit dans la démarche entreprise par le Ministre fédéral ayant l'Energie dans ses attributions (ci-après « Le Ministre ») visant à introduire dans la Loi Electricité à partir de 2014 un régime en vue d'assurer un niveau déterminé de sécurité d'approvisionnement pendant la Période Hivernale.

Le présent document constitue les règles de fonctionnement de la réserve stratégique soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'électricité et du gaz (ci-après « CREG ») suite à la modification de la Loi Electricité et avant la mise en place du mécanisme de la réserve stratégique relatif à la Période Hivernale qui débute le 1^{er} novembre 2014.

Ces règles de fonctionnement se rapportent notamment aux indicateurs pris en compte pour constater une situation de pénurie et aux principes relatifs à l'activation de la réserve stratégique par le gestionnaire du réseau.

Par ailleurs, Elia System Operator (« ci-après ELIA ») prévoit pour les mois et années à venir des évolutions dans le domaine du mécanisme de la réserve stratégique. Ces nouveautés entreront en vigueur progressivement, de manière différée, en fonction des contraintes spécifiques de chaque projet. ELIA introduira des règles de fonctionnement de la réserve stratégique au gré des besoins, dont le rythme ne correspond pas nécessairement au cycle d'appel d'offre de cette dernière. Cette évolution est de nature à mieux correspondre à la dynamique d'évolution des besoins du système.

Etant donné les délais relativement courts entre l'amendement de la Loi Electricité pour l'introduction de ce mécanisme de réserve stratégique et sa mise en application opérationnelle au 1^{er} novembre 2014, ELIA fera tous les efforts possibles en vue de l'adaptation des outils informatiques pour cette date. Si toutefois, un retard d'implémentation implique un retard sur l'application de certains principes décrits dans ces règles, ELIA informera le régulateur ainsi que le marché de la situation, de ses impacts, ainsi que des solutions transitoires.

2 Définitions

2.1 Définitions générales et abréviations

Ministre : Ministre fédéral ayant l'Énergie dans ses attributions

Période Hivernale : période allant 1/11 d'une année au 31/03 telle que définie à l'Art. 2, 51° de la Loi Electricité

ELIA : Elia System Operator

Loi Electricité : Loi Electricité du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, telle qu'amendée de temps à autre

DGE « Direction Générale de l'Énergie » : la Direction générale de l'Énergie du Service public fédéral Économie, P.M.E., Classes moyennes et Énergie telle que définie à l'Art.2, 27° de la Loi Electricité

SGR : Réserve Stratégique fournie à partir de d'unités de production telles que visées à l'article 7 quinquies § 2,2° à 4° de la Loi Electricité.

SDR : Réserve Stratégique d'effacement fournie à partir de la demande telle que visée dans l'article 7 quinquies §2,1° de la Loi Electricité.

Règles Balancing : Règles de fonctionnement du marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires établies suivant l'article 159, §1 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant le Règlement Technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Règlement Technique : l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant le règlement technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci.

Moyens de Balancing : ensemble des services d'équilibrage d'énergie utilisés par le gestionnaire de réseau en vue du maintien et du rétablissement de l'équilibre de la zone de réglage suivant les Règles Balancing.

Réserves de Balancing : ensemble des services d'équilibrage de l'énergie réservés par ELIA et comprenant la réserve secondaire, la réserve tertiaire (y compris la réserve tertiaire de production, les services d'ajustement de profil, la réserve tertiaire à partir de prélèvements interruptibles et le secours auprès d'autres GRT's).

Déficit Structurel de la Zone : situation pendant laquelle le niveau de consommation total de la zone de réglage ne peut être couvert par l'offre de production installée dans le réseau électrique belge, hors Réserves de Balancing, tenant compte des possibilités d'importation et de l'énergie disponible sur le marché.

Belpex ou BPX : bourse belge de l'électricité, agréée en qualité de gestionnaire d'un marché d'échange de blocs d'énergie par arrêté ministériel le 11/1/2006 et dont le marché est régi par le Règlement de marché Belpex

- **DA** : Day-Ahead signifiant en J-1 pour le jour J
- **ID** : Intra-Day signifiant infra-journalier
- **Belpex DAM** : « Day Ahead Market segment», tel que défini à l'article 1, 9° du Règlement de marché Belpex
- **Belpex SRM** : « Strategic Reserve Market segment», tel qu'il sera¹ défini dans le Règlement de marché Belpex.

¹ L'introduction des présentes règles précède l'introduction des modifications du règlement de marché Belpex relatives à la création du segment SRM.

- **Ordre** : un ordre de prélèvement ou de livraison définit à l'article 1^{er}, 52°.
- **Ordre de Livraison** : l'offre ferme de livrer de l'électricité, soumise à la Plateforme d'échange; tel que défini à l'article 1^{er}, 35° du Règlement de Marché Belpex.
- **Ordre de Prélèvement**: l'offre ferme de prélever de l'électricité, soumise à la Plateforme d'échange tel que défini à l'article 1^{er}, 2° du règlement de Marché Belpex
- **Prix d'Ordre Maximum Belpex DAM** : Prix d'Ordre Maximum tel que défini à l'article 31.2 du Règlement de marché Belpex et relatif au segment Belpex DAM.
- **Ordre Limité** : Ordre de Prélèvement ou de Livraison sur Belpex tel que défini à l'article 31.5.1 du Règlement de marché Belpex.

Shedding Limit ou SL : niveau de puissance en dessous duquel un fournisseur de réserve s'engage à effacer la consommation totale de son (ses) point(s) d'accès s'il est activé. On distingue :

- la **SL_{ICH}** relative au contrat de réserve tertiaire par les charges interruptibles
- La **SL_{SDR}** relative au contrat SDR

Minimum Offtake : terme relatif au contrat de réserve primaire à partir de charges (R1Load) indiquant le niveau de consommation en dessous duquel le fournisseur R1Load ne peut garantir la livraison du service, tel que défini à l'article 3.2.2 du contrat R1Load

CIPU: Contrat de coordination de l'appel des unités de production

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.

Incremental Bid: offre faite à ELIA, par un producteur, pour un réglage à la hausse, aux conditions décrites dans le contrat CIPU, qui prévoient qu'à la demande d' ELIA, le producteur s'engage à augmenter la puissance produite par l'unité concernée.

Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique ou « Procédure de Constitution » : Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique établie par ELIA après consultation des utilisateurs de réseau, de la CREG et de la DGE et publiée sur le site web d'ELIA conformément à l'article 7quinquies §1^{er} et §6 de la loi électricité.

"LOLE": Loss Of Load Expectation, à savoir un calcul statistique par lequel est déterminé le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte par l'ensemble des moyens de production à disposition du réseau électrique belge, tenant compte des interconnexions, pour une année statistiquement normale, tel que défini à l'article 2,59° de la Loi Electricité.

2.2 Symboles utilisés

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 GRTs 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 ;

SRV_j = volume de réserve stratégique activé, c'est-à-dire la somme des volumes d'énergie activés par ELIA auprès d'unités SGR et/ou SDR, au cours du quart d'heure (j);

SRV_{BPXj} = volume de réserve stratégique fourni par ELIA à l'opérateur Belpex, au cours du quart d'heure (j);

SRV_{BCAj} = volume de réserve stratégique injecté dans la zone de réglage, au cours du quart d'heure (j);

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 ;

SI_j = Le déséquilibre du système calculé pour le quart d'heure j, égal à la différence entre le area control error (ACE) et le volume net de réglage (NRV) relatifs à ce quart d'heure.

POS_j = Tarif applicable pour un déséquilibre positif durant le quart d'heure (j)

NEG_j = Tarif applicable pour un déséquilibre négatif durant le quart d'heure (j)

3 Introduction

La réserve stratégique est constituée en vue de contribuer à assurer un niveau déterminé de sécurité d’approvisionnement de la zone de réglage belge lorsque le marché manifeste l’intention de se priver de capacités de production nécessaires au maintien d’un niveau suffisant de sécurité d’approvisionnement. Elle est activée dans le cas où un risque non négligeable de « Déficit Structurel de la Zone » est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d’utilisateurs de réseau² et afin de préserver les Réserves de Balancing qui sont constituées pour palier à des déséquilibres quart-horaires soudains de la zone de réglage.

Remarque : La réserve stratégique pourrait exceptionnellement être activées dans des situations autres que le déficit structurel de capacité de production de la zone, si elles permettent d’éviter le délestage forcé sur base du plan de sauvegarde et qu’elles ne sont activées qu’en dernier recours, après que tous les autres moyens à disposition d’ELIA pour éviter le délestage sur base du plan de sauvegarde ont été épuisés.

Ce document décrit les règles de fonctionnement de la réservation ainsi que de l’activation des capacités contractées sous forme de réserves stratégiques.

Le réglage continu de l’équilibre dans la zone belge, notamment au moyen de Moyens de Balancing, pour compenser en temps réel la somme des déséquilibres résiduels des différents ARP, dus entre autres à une erreur de prévision et/ou à des déclenchements d’unités, relève des « Règles de fonctionnement de marché relatif à la compensation des déséquilibres quart-horaires » et ne fait pas partie du périmètre de ce document.

Les présentes règles visent à limiter au maximum les éventuelles interférences entre l’activation de la réserve stratégique et le fonctionnement du marché interconnecté de l’électricité, et/ou celui du balancing.

L’impact d’une activation de la réserve stratégique sur les tarifs de déséquilibre quart horaires est donc défini afin de préserver les signaux du marché d’ajustement tout en donnant des signaux supplémentaires spécifiques aux acteurs du marché lorsque ceci est nécessaire dans certains cas précis.

ELIA réserve les capacités nécessaires à l’avance afin de s’assurer de leur disponibilité optimale pour la période concernée.

Dans la suite de ce document, seront définis :

- les règles relatives à la réservation des puissances dans le cadre de la constitution de la réserve stratégique,
- le processus d’activation et la rémunération de l’énergie dans les situations susmentionnées, ainsi que son impact sur les tarifs de déséquilibre
- la mise à disposition du marché, par ELIA, de données relatives à la réservation et l’activation de la réserve stratégique,
- le monitoring du mécanisme.

² Dans le cadre d’un plan de sauvegarde

4 Entrée en vigueur et durée

Après approbation de la CREG, les présentes règles de fonctionnement de la réserve stratégique entrent en vigueur pour une durée indéterminée. Toute évolution ultérieure de ces règles, liée aux évolutions du mécanisme de réserve stratégique ou des différents produits y liés, fera l'objet au préalable, conformément à l'article 7 septies § 1 et 2 de la loi électricité, d'une proposition d'ELIA en vue d'une approbation par la CREG.

5 Réserve de puissance de la réserve stratégique

Cette partie du document contient les règles de fonctionnement relatives aux réservations de puissances dans le cadre de l'établissement de la réserve stratégique.

5.1 Processus d'appels d'offres

Lorsque le Ministre donne l'instruction à ELIA de constituer de la réserve stratégique, ELIA lance un appel à la concurrence pour contracter ces volumes de réserve pour la ou les période(s) hivernale(s) indiquée(s), selon la Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique. Cette Procédure de Constitution de la Réserve Stratégique a été établie par ELIA après consultation publique. Elle est publiée sur le site web d'ELIA.

5.2 Réserve de puissance pour la SGR

Ce paragraphe reprend les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de SGR.

5.2.1 Conditions relatives aux offres

Les candidats SGR sont des producteurs ayant l'obligation de remettre au moins une offre couvrant la totalité de la capacité de l'installation de production pour les centrales de production visées par les critères légaux repris dans la Procédure de Constitution.

Le volume offert dans chacune des offres peut être divisible ou non avec volume minimum de 1MW. Les offres peuvent également être associées à des « conditions de réservation » qui permettent de refléter les différents coûts et/ou de lier des offres différentes entre elles.

5.2.2 Attribution

L'attribution de contrats aux offres de puissances de la réserve stratégique (SGR et SDR) est réalisée de manière combinée pour la SGR et la SDR, selon des règles définies au § 5.3.3.

Conformément à l'Arrêté Ministériel de 3 avril 2014, les contrats conclus avec des fournisseurs SGR à la suite de la procédure d'attribution qui précède la Période Hivernale 2014-15 porteront sur une durée contractuelle totale allant du 1er novembre 2014 au 31 octobre 2017.

5.2.3 Conditions d'activation :

Ces contrats SGR comprennent les caractéristiques suivantes relatives aux activations pendant les Périodes Hivernales:

- un nombre maximum d'activations réparties sur l'ensemble des 3 Périodes Hivernales. Ce chiffre est fixé à 67 pour les contrats SGR conclus au terme de la procédure d'attribution qui précède la Période Hivernale 2014-15.
- une durée cumulée maximum des activations sur l'ensemble des 3 Périodes Hivernales. Ce chiffre est fixé à 1000 heures pour les contrats SGR conclus au terme de la procédure d'attribution qui précède la Période Hivernale 2014-15.

Bien que ces critères ne soient pas pris en considération pour la mise en concurrence lors de l'appel d'offre, il sera demandé aux candidats de préciser sous quelles conditions et à quel prix ils pourraient être activés en dehors des Périodes Hivernales ainsi que pour les situations exceptionnelles où le nombre d'activations et/ou la durée cumulée pendant les Périodes Hivernales pourraient être dépassés.

5.2.4 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7 sexies §3 de la Loi Electricité le système de rémunération de la réservation de puissance SGR est un système de type « pay as bid ».

Les fournisseurs SGR seront rémunérés pendant les Périodes Hivernales par un montant fixe mensuel calculé sur base du prix unitaire de réservation offert [€/MW/h], du volume contracté [MW] ainsi que du nombre total d'heures courant sur la Période Hivernale divisé par 5.

5.2.5 Contrôle et pénalité

La réservation de puissance SGR pour une unité de production se traduit pour le fournisseur par une obligation de :

- mise à disposition du volume contracté sur cette unité pendant toute les Périodes Hivernales couvertes par la période contractuelle sur base quart-horaire ;
- maintien de cette unité SGR en dehors du marché de l'électricité durant toute la période contractuelle.

Les unités contractées pour de la réserve stratégique devront être couvertes par un contrat CIPU facilitant l'échange d'informations avec ELIA telles que les caractéristiques techniques et le carburant utilisé, ainsi que les informations relatives à la disponibilité par quart d'heure de ces unités.

En jour J-1, les fournisseurs de réserve stratégique SGR, doivent introduire un programme d'accès journalier comprenant entre autres pour chaque unité SGR, le programme de production (de facto à 0 MW) ainsi que la puissance maximale qu'elle peut atteindre sur base quart horaire. Ces informations sont vérifiées sur base des caractéristiques techniques et des informations de statut des unités de production transmis également dans le cadre de l'exécution du Contrat CIPU.

Les seules raisons pour lesquelles la puissance disponible nominée en J-1 peut être inférieure à la puissance réservée contractuellement sont des raisons techniques et imprévues telles que des avaries rendant le fonctionnement de l'unité impossible ou à puissance réduite. En outre, toute indisponibilité doit être annoncée le plus vite possible et justifiée.



ELIA contrôle mensuellement par quart d'heure et par unité si le volume mis à disposition par un fournisseur est supérieur ou égal au volume réservé sur cette unité.

En cas d'indisponibilité, une pénalité est appliquée pour chaque quart d'heure et chaque MW manquant calculé par ELIA. Cette pénalité vient en déduction de la rémunération de réservation. Elle équivaut au prix de cette rémunération augmenté de 30%.

Toutefois une exception permettant une indisponibilité sans pénalité est accordée pour des indisponibilités dites « coordonnables », aux conditions bien spécifiques suivantes :

- La raison de cette indisponibilité doit être justifiée et concerner une réparation ou un arrêt pour une inspection ou un contrôle, qui peut attendre et être postposée à un moment ultérieur mais qui ne peut être planifié en dehors de la Période Hivernale.
- Le fournisseur SGR doit faire une demande pour indisponibilité coordonnée et proposer une date au moins une semaine à l'avance³ ou pour le weekend suivant.
- ELIA peut accepter la proposition du fournisseur SGR si la période indiquée ne présente pas de risque pour la sécurité d'approvisionnement de la zone de réglage ou proposer d'autres périodes moins défavorables.
- Les parties sont tenues de faire les meilleurs efforts afin de trouver une période propice à cette réparation. Si le fournisseur refuse la contre-proposition d'ELIA, alors le régime normal de pénalités pour indisponibilités est d'application.
- La durée maximale cumulée de ces indisponibilités est de 1 semaine sur toute la Période Hivernale;
- Aucune rémunération de réservation de capacité ne sera accordée pendant cette période pour les MW manquants.

Le montant total des pénalités appliquées à un fournisseur (y compris pénalités d'activation) est sujet à une limite supérieure, assurant que le coût total des pénalités ne dépasse pas les revenus totaux de réservation du contrat, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SGR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

5.2.6 Tests

ELIA prévoit d'effectuer une série d'activations en vue de tester le bon fonctionnement des unités SGR pour lesquelles un contrat est conclu. Ces activations seront rémunérées conformément §6.2.3. Dans le cas où les tests ne sont pas concluants les unités concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au §6.2.4, et considérées comme indisponibles jusqu'à la preuve du contraire, à travers un nouveau test effectué à charge du fournisseur SGR.

Le fournisseur SGR peut également, de sa propre initiative et à ses propres frais, demander à effectuer des tests.

³ Pendant la procédure "ready to run"

5.3 Réserve de puissance SDR

Ce paragraphe reprend les spécifications techniques concernant la disponibilité et la fourniture de réserve stratégique SDR.

5.3.1 Conditions relatives aux offres

La SDR constitue une forme alternative de la réserve stratégique. L'effacement (signifiant la diminution d'un prélèvement) a le même effet sur l'équilibre de la zone que l'augmentation d'une production.

Les candidats à la fourniture de SDR peuvent faire offre à partir d'installations qui correspondent aux conditions suivantes :

1. le volume de réserve SDR est offert à partir de prélèvement(s) ayant un point d'accès au réseau de transport, individuellement ou sous forme agrégée
 - a. Le candidat SDR doit être en mesure de fournir la preuve de l'accord du (des) utilisateur(s) du réseau concerné(s) pour la participation de leurs installations à la SDR.
2. La combinaison avec d'autres services auxiliaires suit les règles suivantes :
 - a. Un point d'accès du portefeuille SDR ne peut faire partie d'un portefeuille de la réserve tertiaire « service d'ajustement de profil »
 - b. Un point d'accès du portefeuille SDR peut également faire partie du portefeuille de réserve tertiaire à partir de prélèvements interruptibles (ICH) et/ou de réserve primaire à partir de la charge (R1Load) aux conditions suivantes :
 - i. Afin qu'une capacité d'effacement ne soit pas réservée pour deux finalités différentes, le niveau de la SL_{ICH} doit être supérieur à $Rref + SL_{SDR}$ relatifs à la réserve SDR, et la SL_{SDR} doit être supérieure au *Minimum Offtake* + Volume de réserve R1Load contracté.
 - ii. Il est démontré que le service R1Load peut toujours être fourni même lorsque la consommation est réduite (via une activation) au niveau de la SL_{SDR}
3. Le prélèvement global au niveau du portefeuille SDR à partir duquel un volume **Rref** est offert doit répondre aux critères suivants pour les 3 dernières Périodes Hivernales :
 - a. Le prélèvement moyen horaire doit être $\geq Rref + SL_{SDR}$
 - b. 85% des valeurs de prélèvement moyen horaire sur les heures de « pointe de consommation » doit être $\geq Rref + SL_{SDR}$
 - c. 75% des valeurs de prélèvement moyen horaire sur les heures en dehors de « pointe de consommation » doit être $\geq 0.75 (Rref + SL_{SDR})$

Les heures de pointe de consommation étant définies comme les périodes allant de 9h00 à 13h00 et de 17h00 à 21h00 des jours ouvrables d'une Période Hivernale.

Une procédure de certification aura lieu afin d'analyser et de vérifier les critères ci-dessus. Les candidats SDR doivent au moment de cette procédure proposer et motiver le volume offert Rref sur base de ces critères. Toute déviation par rapport à ces critères (périodes non représentatives du comportement historique du/des prélèvements concernés, ou évolutions/modifications du profil historique de prélèvement à la suite d'investissements dans le site industriel...) doit être motivée. C'est la

puissance Rref proposée par le candidat SDR et certifiée par ELIA qui est prise en compte dans le processus d'attribution.

Remarque: Etant donné la nature relativement nouvelle du mécanisme de la réserve stratégique en général et en particulier du concept de base lié à la SDR ainsi qu'à sa certification, ces critères de certification pourraient être revus et optimisés dans le futur en fonctions du retour d'expérience de la première Période Hivernale et/ou des évolutions des besoins et/ou du design de la SDR.

Les candidats SDR peuvent remettre plusieurs offres portant sur toute la période contractuelle, dont le volume est divisible ou non, avec un volume minimum de 1 MW.

Les offres peuvent être associées à des « conditions de réservation » qui permettent de refléter les différents coûts et/ou de lier des offres pour de la SDR différentes entre elles.

Les contrats SDR portent sur une Période Hivernale.

5.3.2 Conditions d'activation

On distingue deux variantes de contrats SDR, respectivement SDR_4 et SDR_12, considérées comme équivalentes dans la procédure d'attribution. Ces contrats comprennent les caractéristiques suivantes relatives aux activations pendant une Période Hivernale.

- un nombre maximum d'activations par Période Hivernale, fixé à 40 pour la variante SDR_4 et à 20 pour la variante SDR_12
- une durée maximum par activation, fixée à 4 heures pour la variante SDR_4 et à 12 heures pour la variante SDR_12
- une durée minimum entre deux activations successives, fixée à 4 heures pour la variante SDR_4 et à 12 heures pour la variante SDR_12
- une durée cumulée maximum des activations sur la Période Hivernale fixée à 130 heures pour les deux variantes
-

5.3.3 Attribution

L'attribution de contrats pour la réservation de puissances de la réserve stratégique (SGR et SDR) est réalisée sur base d'une combinaison technico-économique.

Le coût total des offres de réserve SGR et des offres de puissance effaçable SDR est comparé sur base d'un scénario moyen de recours à la réserve stratégique qui pourrait avoir lieu pendant la Période Hivernale 2014-2015. Un tel système de mise en concurrence du *coût total* permet ainsi de tenir compte aussi bien des coûts d'activation que de réservation de la réserve stratégique.

Le coût total TC de chaque offre est défini selon la formule suivante, connue des candidats au moment de l'appel d'offre :

$$TC = Res + (\# Act * A1) + (A2 * Act_duration) \quad \text{avec:}$$

- TC: coût total [€] calculé pour chaque offre
- Res: coût de réservation [€] = volume offert [MW] * prix de réservation offert [€/MW/h] * 3624[h]
- #Act: le nombre d'activations du scénario moyen, défini ci-dessous
- Act_duration: durée cumulée des activations du scénario moyen, définie ci-dessous [h]

- A1: coûts fixes d'une activation [€] (en d'autres termes les coûts de la période de Warm-up, définis au § 6.2.3 pour la SGR et 6.3.2 pour la SDR)
- A2: coûts variables d'une activation du volume total offert [€/h] = volume offert [MW] * coût variable d'une activation [€/MWh autrement dit prix du Ibid pour une SGR tel que défini au § 6.2.3 et prix pour la période d'activation de la SDR tel que défini au § 6.3.3]

Pour la sélection précédant la Période Hivernale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015, le nombre d'activations (#Act) est fixé à 9 et la durée cumulée des activations (Act_duration) est fixée à 30 heures. Ces chiffres sont des valeurs moyennes provenant de l'analyse probabiliste effectuée par ELIA conformément à l'article 7bis §1^{er} de la Loi Electricité.

Le prix d'activation de la SGR (tel que défini au § 6.2.3) étant basé sur des facteurs variables (tels que le prix de combustible et CO₂), une référence représentative doit être choisie dans la Période Hivernale passée. Les valeurs correspondantes pour ces facteurs variables seront ainsi prises en compte pour reconstituer le prix d'activation de la SGR. Cette référence sera annoncée et connue des candidats au moment de l'appel d'offre. ELIA déterminera cette référence comme la moyenne des 3 journées le plus froides pendant la Période Hivernale passée.

La sélection des offres est réalisée de façon à ce que le volume contracté pour la réserve stratégique (SGR et SDR) au terme de la procédure d'attribution qui précède la Période Hivernale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015 couvre, pour cette dernière période, au moins un volume égal au minimum entre :

- le volume total offert et
- le volume déterminé par le Ministre pour cette Période Hivernale,

et ce au coût total (ΣTC) le plus bas possible tout en tenant compte des :

- conditions de réservations relatives
- résultats de la procédure de certification
- conditions sur le volume total de SDR à contracter :
 - un volume minimum fixé égal au minimum entre le volume total des offres SDR et 50MW.
 - un facteur d'équivalence (« EF ») appliqué au volume de chaque SDR.

Le « facteur d'équivalence » est une pondération appliquée aux volumes des offres SDR caractérisés par des contraintes sur les activations (telle que la durée maximale d'une activation de la SDR) nécessitant de contracter un volume supérieur à celui fixé par le Ministre pour atteindre un LOLE de 3h comme décrit à l'article 7bis§1,3° de la Loi Electricité. Il permet de tenir compte de ces contraintes lors de la sélection et de calculer le « volume équivalent » de ces offres permettant ainsi de les mettre en compétition au même niveau de comparaison avec des offres de SGR.

1MW SDR est ainsi considéré comme équivalent à 1MW*EF de réserve stratégique.

Des exemples chiffrés repris en annexe permettent d'illustrer le principe du facteur d'équivalence ainsi que la façon dont il est alloué aux différentes offres SDR.



Pour la procédure d'attribution précédant la période hivernale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015, le facteur d'équivalence appliqué sera le suivant :

% de SDR par rapport au volume total de la réserve stratégique visé	Facteur d'équivalence
SDR \leq 30%	1
30% < SDR \leq 40%	0.79
40% < SDR \leq 50%	0.78
50% < SDR \leq 60%	0.77
60% < SDR \leq 70%	0.76
70% < SDR \leq 80%	0.75
80% < SDR \leq 90%	0.73
SDR > 90%	0.72

Au terme de la procédure d'attribution précédant la Période Hivernale 2014-15, , et conformément à l'Arrêté Ministériel de 3 avril 2014:

- Les candidats SGR sélectionnés se verront attribuer un contrat de SGR pour la période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 octobre 2017.
- Les candidats SDR sélectionnés se verront attribuer un contrat de SDR pour la période contractuelle totale allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 mars 2015.

5.3.4 Rémunération

Sans préjudice de l'article 7 sexies §3 de la loi électricité le système de rémunération de la réservation de puissance SDR est un système de type « pay as bid ».

La rémunération mensuelle de la mise à disposition de puissance effaçable s'effectue sur base du minimum pour chaque quart d'heure entre le volume annoncé comme effaçable et le volume réellement effaçable. Ce qui revient à la partie positive du minimum des 3 valeurs suivantes :

- Somme des Nomination(s) – SL_{SDR}
- Somme des Mesures quart-horaires – SL_{SDR}
- Rref

Le montant total des rémunérations de réservation est donc au maximum égal au montant offert lors de l'appel d'offres et au minimum à 0⁴.

5.3.5 Tests

ELIA se réserve le droit d'effectuer une activation en vue de tester le bon fonctionnement des unités SDR pour lesquelles un contrat est conclu. Ces activations seront rémunérées conformément §6.3.3. Dans le cas où les tests ne sont pas concluants les unités concernées seront soumises à des pénalités comme décrites au §6.3.4, et considérées comme indisponibles jusqu'à la preuve du contraire, à travers un nouveau test effectué à charge du fournisseur SDR. Le fournisseur SDR peut également, de sa propre initiative et à ses propres frais, demander à effectuer des tests.

⁴ Limite qui est atteinte si le fournisseur SDR consomme ou nomine pour tous les quarts d'heure de la Période Hivernale une puissance inférieure à SL_{SDR} .

6 Activation de puissance de la réserve stratégique

6.1 Généralités

Dans cette partie du document, sont définies les règles d'application lors de l'activation de la réserve stratégique qui, comme indiqué précédemment, visent à minimiser les interférences de la réserve stratégique avec le fonctionnement du marché interconnecté de l'électricité et celui du balancing.

Ce paragraphe reprend en particulier :

- Les caractéristiques d'une activation, sa rémunération, son contrôle aussi bien pour la SGR que pour la SDR
- Le processus de détection du besoin (suite à un indicateur économique ou un indicateur technique) et d'activation de la réserve stratégique
- L'ordre, basé sur des critères technico-économiques, dans lequel les différents volumes disponibles de la réserve stratégique seront activés
- L'impact sur les indicateurs de l'état de la zone de réglage et sur les tarifs de déséquilibre d'une activation de la réserve stratégique

6.2 Activation de la réserve stratégique SGR

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci.

6.2.1 Nominations

Les acteurs auprès desquels de la puissance SGR a été contractée pour une ou plusieurs unités de production doivent présenter auprès d'ELIA, en jour J-1, des programmes de production relatifs à chacune des unités offrant un volume disponible pour activation au moins égal au volume contracté sur chacune de ces unités.

La réserve stratégique contractée est par définition uniquement activée à la hausse, c'est-à-dire dans le sens d'une augmentation de l'énergie produite.

Les programmes portent sur un quart d'heure ainsi que sur une unité, et contiennent notamment :

- le statut de disponibilité de l'unité
- son programme de production si elle n'est pas activée (par défaut à 0 MW) pour chaque quart d'heure du jour J
- la Puissance maximum pouvant être atteinte pour l'unité en question pour chaque quart d'heure.

Le volume maximum pouvant être activé est par conséquent la différence entre la puissance maximum et le programme.

L'activation ainsi que la rémunération s'effectuent par unité et se basent sur les mesures quart horaires dont dispose ELIA sur le point d'accès de cette unité.

6.2.2 Caractéristiques d'une activation

Les unités de production SGR sont conformément à l'article 7 quinquies §2, 2° à 4° des unités « hors marché ». Elles sont donc par conséquent à l'arrêt et prêtes à être démarrées à tout moment pendant la Période Hivernale pour laquelle elles sont contractées. Les différentes étapes caractérisant une activation de SGR sont :

- La période de "Warm-up " : première phase de préparation des différents éléments constitutifs de l'unité nécessaire avant le démarrage et l'injection substantielle d'énergie. Pendant cette phase une injection dite « résiduelle » nécessaire par exemple pour préchauffer des turbines, est autorisée. Cette injection ne peut dépasser 15% de la valeur Pmax. La durée maximale de cette période de warm-up est également fixée à 5 heures. Pendant cette période, le démarrage de l'unité peut être annulé par ELIA sans pré-avis. A la fin de cette période, ELIA confirme au fournisseur SGR :
 - s'il peut procéder à l'étape suivante du démarrage de l'unité (Ramp-up),
 - s'il doit prolonger la période de Warm-up de l'unité ou
 - si le démarrage doit être annulé.
- La période de "Ramp-up period till Pmin": seconde phase d'un démarrage pendant laquelle la puissance injectée par l'unité monte graduellement jusqu'à atteindre le Pmin de façon stable. La durée maximum de cette phase est fixée à 1,5 heure.
- La période T du "Ramp-up from Pmin till Set Point": temps nécessaire à l'unité pour atteindre une consigne donnée par ELIA à partir du Pmin. L'unité doit pouvoir atteindre son Pmax à partir de son Pmin en maximum 30 minutes.
- La période d'« activation SGR » qui est la période commençant au moment où l'unité est censée avoir atteint la consigne indiquée par ELIA (tenant compte des délais propres à l'unité pour les étapes précédentes ; ce quart d'heure étant spécifié par ELIA lorsqu'elle fait appel à l'unité) et la demande d'arrêt de l'unité par ELIA.

Lors du processus d'identification et d'appel à la réserve stratégique ELIA tient compte de ces différentes étapes, comme expliqué au § 6.4.3.

6.2.3 Rémunération

Le prix d'activation est fixé contractuellement de sorte à couvrir les coûts encourus par un fournisseur SGR pour produire de l'énergie à la demande d'ELIA.

La rémunération d'une activation est de type « cost reflective » afin de couvrir le coût que représente chaque activation pour un fournisseur SGR. Compte tenu des incertitudes qui entourent la formation du prix du pétrole sur les marchés internationaux ainsi que la formation du prix du gaz, elle tient compte d'une manière raisonnable du coût des combustibles et des frais d'activation fixes du producteur.

Enfin, elle est composée des 3 termes suivants afin de tenir compte des différentes étapes liées à une activation.

1. Coûts de Warm-up [€] = FC + Sstart * SFprice avec:
 - FC = coûts fixes [€] nécessaires à chaque démarrage pouvant différer selon démarrage à froid ou à chaud⁵;
 - Sstart = volume de carburant nécessaire pendant la période de Warm-up [GJ];
 - SFprice= prix de référence du fuel utilisé [€/GJ].

⁵ Un démarrage est considéré comme dans des conditions à chaud si la dernière activation de l'unité (tests inclus) a eu lieu moins de 36h plus tôt

Comment [ELIA1]: Conformément à la décision (B)140605-CDC-1330 de la CREG, numéro 23, cette note en bas de page est remplacée par:

« Un démarrage est considéré comme dans des conditions à chaud si la dernière activation de l'unité (tests inclus) a eu lieu moins de **24h** plus tôt »

2. Coût pour tout MWh injecté à partir de la phase de Ramp-up jusqu'à la fin de injection, et tant que le l'énergie injectée par quart-d'heure est inférieure ou égale à l'énergie supposée être injectée⁶ :

$$\text{Ibid costs [€/MWh]} = \{1,1 * (\text{FuelCost} + \text{BHK}) + \text{External} + \text{ExtraROM}\}$$

- FuelCost représente le coût du combustible de l'unité à laquelle est relative l'offre. Ce paramètre est 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 ;
- External représente l'ensemble des frais externes producteur liés à ce type d'unité, résultant directement de l'activation de l'offre (ces coûts doivent être raisonnables et démontrables) ;
- ExtraROM représente les frais de conduite et de maintenance. Il est par défaut fixé à 2€/MWh ;
- BHK représente les frais de gestion. Ce paramètre est par défaut fixé à 5% du FuelCost.

3. Coût supplémentaire pour toute prolongation éventuelle à la fin de la période de Warm-up:

$$\text{Prolongation costs [€/hour]} = \text{Sprolong} * \text{SFprice} \quad \text{avec:}$$

- Sprolong = volume de de carburant nécessaire pour chaque heure de prolongation du Warm-up [GJ/heure];
- SFprice= prix de référence du fuel utilisé [€/GJ].

Pour la détermination des différents paramètres décrits ci-dessus, les mêmes règles et les mêmes valeurs des paramètres que celles utilisées dans le cadre du contrat de Coordination de l'Appel des Unités de Production (CIPU) sont retenus.

La réflectivité effective de ces coûts pourra être contrôlée.

6.2.4 Contrôle et pénalité

Pour chaque activation, ELIA calcule la différence par quart-d'heure entre l'énergie censée être injectée et l'énergie réellement injectée.

Une pénalité sera appliquée pour tout MWh manquant ainsi qu'excédentaire sur base des principes suivants :

- 2* Ibid cost de l'unité SGR par MWh manquant
- 2* Ibid cost de l'unité SGR par MWh excédentaire

et tenant compte d'une bande de tolérance de 1% du Pmax de l'unité liée à la précision du réglage.

En cas de démarrage non concluant dans les délais contractuellement fixés l'unité sera considérée comme indisponible jusqu'à ce que le fournisseur SGR puisse, à l'aide de tests, prouver qu'elle est capable de démarrer dans ces délais. Une pénalité supplémentaire forfaitaire égale à 3 jours de rémunération pour la réservation sera appliquée en plus de la pénalité d'indisponibilité.

En outre, ces unités étant par définition hors du marché, tout énergie injectée au niveau du point d'accès d'une unité SGR pendant ou en dehors des périodes d'activation sera neutralisée et ne sera pas prise en compte

Comment [ELIA2]: Conformément à la décision (B)140605-CDC-1330 de la CREG, numéro 24:

La bande de tolérance de 1% correspond à une marge de +1% et -1% de Pmax autour de la consigne donnée par ELIA.

Comment [ELIA3]: Conformément à la décision (B)140605-CDC-1330 de la CREG, numéro 25:

Par « démarrage non concluant » est entendu un démarrage d'une unité (deuxième phase « période de "Ramp-up period till Pmin" en 6.2.2.), où la valeur Pmin n'est pas atteint à l'instant t, soit 1,5 heures après la confirmation par ELIA de commencer cette phase de "Ramp-up".

⁶ Telle que calculée par ELIA sur base des caractéristiques techniques de l'unité décrites dans le contrat CIPU ainsi que des délais de démarrage.

dans le décompte de la position d'équilibre de l'ARP dans le périmètre duquel est reprise l'unité.

Toute énergie prélevée sur le même point d'accès qu'une unité SGR suivra quant à elle les procédures normales de comptabilisation dans les périmètres d'accès et d'équilibre prévues dans le contrat d'accès et le contrat ARP.

Le montant total des pénalités de réservation (décrites au §5.2.5) et d'activation décrites ci-dessus appliquées à un fournisseur SGR est sujet à une limite supérieure sur base annuelle assurant que la somme des pénalités ne dépasse pas la rémunération totale de réservation par an, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SGR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

6.3 Activation de la puissance de la réserve stratégique SDR

Les conditions, limitations et sélections décrites dans cette partie du document sont les caractéristiques principales de celles-ci.

6.3.1 Nominations et puissance disponible pour activation

Le fournisseur SDR s'engage en cas d'activation à réduire la consommation totale de ses prélèvements jusqu'à la **SL_{SDR}** endéans une période contractuellement fixée. La puissance considérée comme effaçable pour chaque quart d'heure est la différence entre la (somme des) nomination(s) puissance par quart d'heure introduite en J-1 par le(s) BRP(s) du (des) utilisateur(s) de réseau du portefeuille du fournisseur SDR diminuée de la valeur de la **SL_{SDR}**.

L'activation de l'offre est toujours effectuée pour l'entièreté du volume effaçable lorsque le fournisseur SDR reçoit une demande d'activation il doit réduire la consommation de son portefeuille jusqu'à atteindre la **SL_{SDR}**.

Dans la suite du document, on parle d'unité SDR pour désigner le portefeuille de prélèvements effaçables mis à disposition d'ELIA par un fournisseur SDR.

6.3.2 Caractéristiques d'une activation

Par analogie avec la SGR et pour tenir compte des délais de préparation nécessaires à l'effacement de la consommation de prélèvements industriels une activation est caractérisée par plusieurs étapes :

- La période de "Warm-up period": première phase de préparation nécessaire avant l'effacement à proprement parlé. La durée maximale de cette période est fixée à 5heures. Pendant cette période, l'effacement peut être annulé par ELIA sans pré-avis. A la fin de cette période, ELIA confirme au fournisseur SDR si l'effacement jusqu'à la **SL_{SDR}** peut continuer, si le fournisseur doit prolonger la période de Warm-up ou si l'effacement est annulé.
- La période de "Ramp-down period till **SL_{SDR}**" ou « Ramp-down »: seconde phase pendant laquelle la consommation globale du portefeuille SDR diminue jusqu'à atteindre la **SL_{SDR}**. La durée maximum de cette phase est également fixée à 1,5 heures.
- Et la période d' « activation SDR » qui est la période commençant au moment où la consommation globale du portefeuille SDR est censée

avoir atteint la **SL_{SDR}** (tenant compte des délais propres à l'unité SDR pour les étapes précédentes, ce quart d'heure étant spécifié par ELIA lorsqu'elle fait appel au fournisseur SDR) et la demande d'arrêt de l'activation par ELIA. La durée d'une activation est soumise à un cap maximum tel que défini dans le contrat SDR.

Comme déjà mentionné au §5.3.1 la durée maximale d'une activation est contractuellement fixée à 4 ou 12 heures au maximum. La durée minimum d'une activation est fixée à 1 heure.

6.3.3 Rémunération

La rémunération est basée sur des prix fixes offerts par le fournisseur SDR lors de la procédure d'attribution. Elle est, tout comme pour la rémunération de la SGR, composée de plusieurs termes pour refléter les différentes étapes d'une activation :

1. Une rémunération forfaitaire [€] dès la première notification d'ELIA pour activation (correspondant au début de la période de Warm-up).
2. En cas de prolongation de la période de Warm-up: une rémunération forfaitaire [€/heure] de prolongation.
3. Durant la période d'activation de la SDR (c'est-à-dire une fois la **SL_{SDR}** étant censée atteinte et jusqu'à l'ordre d'arrêt de l'activation par ELIA tel que définie au §6.3.2), le volume effectivement effacé, est rémunéré au prix d'activation en [€/MWh] fixé. Le volume effectivement effacé durant un quart d'heure, est déterminé comme la différence entre d'une part la nomination pour ce quart d'heure et d'autre part le maximum du prélèvement mesuré et de **SL_{SDR}**.

6.3.4 Contrôle et pénalité

Le contrôle d'activation consiste à comparer :

1. Pendant la période d'« activation SDR », le volume effectivement effacé et le volume censé être effacé. Le volume censé être effacé pour un quart d'heure donné correspond à la différence positive entre la nomination pour ce quart d'heure et la **SL_{SDR}**. Une pénalité est prévue dans le cas où la **SL_{SDR}** ne serait pas atteinte comme décrit ci-après :

$$2 * \text{prix d'activation [€/MWh]} * \min \left(1, \frac{\max(P_{mes} - SL_{SDR}; 0)}{\max(Nom - SL_{SDR}; 0)} \right)$$

Avec :

- P_{mes} : prélèvement total du portefeuille SDR mesuré sur base quart horaire. Une tolérance de 1% par rapport à la valeur R_{ref}+SL sera appliquée à cette limite.
 - Nom : la (somme des) nomination(s) de puissance par quart d'heure, introduite en J-1 par le(s) BRP(s) du (des) utilisateur(s) de réseau du portefeuille du fournisseur SDR.
2. Le temps nécessaire à l'atteinte de la **SL_{SDR}** et les délais contractuels. Lorsque la **SL_{SDR}** n'est pas atteinte endéans de la période de Ramp-down une pénalité forfaitaire égale à 3 jours de rémunération pour la réservation sera appliquée:

$$3 * 24h * \text{prix de réservation [€/MW/h]} * R_{ref}$$

Cette pénalité est cumulative avec la précédente.

Si ELIA remarque systématiquement que les activations ne sont pas conformes, le fournisseur peut être exclu du contrat de réserve stratégique SDR jusqu'à ce qu'il démontre qu'il est à nouveau capable de fournir le

service selon les modalités contractuelles. Pendant la période d'exclusion, et sans préjudice de sa responsabilité pour le dommage causé, le Fournisseur SDR ne sera pas rémunéré pour la disponibilité de la puissance contractuelle.

Le montant total des pénalités d'activation décrites ci-dessus appliquées à un fournisseur SDR est sujet à une limite supérieure sur base annuelle assurant que la somme des pénalités et ne dépasse pas la rémunération totale de réservation par an, et ce sans préjudice de toute responsabilité de la part du fournisseur SDR pour non-respect de ses obligations et sans préjudice de l'exécution des obligations même après avoir atteint cette limite supérieure.

Pendant la période de Ramp-down et jusqu'à la fin de la période d'activation SDR (correspondant au moment où le dispatcheur donne l'ordre d'arrêt de l'activation) l'effet de l'activation est neutralisé dans le périmètre de l'(des) ARP(s) correspondant aux points d'accès du portefeuille SDR. Cette neutralisation sera définie dans le contrat ARP.

6.4 Processus opérationnel allant de l'identification du risque de déficit structurel jusqu'à l'activation de la réserve stratégique

La réserve stratégique est utilisée pour couvrir les besoins de la zone de réglage belge lorsque la sécurité d'approvisionnement en électricité de cette dernière est compromise.

Elle est activée dans le cas où un risque non négligeable de « Déficit Structurel de la Zone » est identifié à court terme, afin de prévenir le délestage forcé d'utilisateurs de réseau par mise en application du plan de sauvegarde et afin de préserver le volume de réserves balancing disponible pour sa fonction première⁷.

Le risque de Déficit Structurel de la Zone de réglage belge peut être identifié de deux façons différentes :

- Via l'activation d'une alarme basée sur un indicateur économique. On parle alors d'activation par « Economic Trigger »
- Via l'activation d'une alarme basée sur des indicateurs techniques. On parle alors d'activation par « Technical Trigger »

6.4.1 Détection du risque de déficit structurel par Critère Economique/Economic Trigger

Une première identification de risque de déficit structurel peut avoir lieu en observant les résultats du Belpex DAM, s'il s'avère au terme de l'enchère que le volume total de l'offre d'énergie électrique (Ordres de Livraison) n'est pas suffisant pour couvrir le volume total de la demande en énergie exprimée sous forme d'Ordres de Prélèvement Limités placés au Prix d'Ordre Maximum⁸ sur ce marché tel qu'il sera⁹ décrit dans le Règlement de marché Belpex.

Si tel est le cas, ELIA, en qualité d'opérateur de la réserve stratégique, met à disposition de Belpex un volume provenant de la réserve stratégique pour

⁷ Qui est de palier au déséquilibre résiduel soudain de la zone provenant principalement d'erreurs de prévision des ARP et/ou de d'interruption soudaines et accidentelles d'installations situées dans leur portefeuille.

⁸ Dans ces situations le prix DAM atteint le prix d'Ordre Maximum

⁹ L'introduction des présentes règles précède l'introduction des modifications du règlement de marché Belpex relatives à la création du segment SRM.

couvrir, dans la mesure du possible, les volumes d'Ordres Limités de prélèvement non servis au terme de l'enchère de ce marché alors que soumis au Prix d'Ordre Maximum. Ces Ordres de Prélèvement sont dupliqués automatiquement sur le Belpex SRM qui débute au terme de l'enchère du Belpex DAM et donc du couplage de marché NWE. Cette duplication sera la seule manière possible de placer des Ordres de Prélèvement sur le Belpex SRM. Ce segment de marché sera décrit dans le Règlement de marché Belpex.

En pratique, ELIA communiquera à Belpex avant l'enchère du Belpex DAM les volumes horaires de la réserve stratégique à sa disposition pour les heures du jour suivant.

Belpex allouera le volume mis à sa disposition par ELIA, ou une partie de celui-ci, de manière à satisfaire, dans la mesure du possible, la demande sur le Belpex SRM. Si le volume mis à disposition par ELIA est insuffisant pour satisfaire toute la demande sur le Belpex SRM, Belpex allouera ce volume au prorata de la demande. Tous les échanges sur ce segment de marché se feront au Prix d'Ordre maximum d'application pour le Belpex DAM.

Tout volume fourni par ELIA à l'opérateur Belpex et exécuté sur le segment de marché SRM, sera ferme et sera toujours livré.

Remarque : cette partie est valable sous réserve de l'approbation par le Ministre de la modification du règlement de marché Belpex (Arrêté Ministériel du 15 octobre 2013) qui sera soumis pour modification en vue d'introduire les concepts liés à la réserve stratégique après le 25 avril 2014.

6.4.2 Détection du risque de déficit structurel par Critère Technique/Technical Trigger

Un recours à la réserve stratégique peut également avoir lieu si en DA ou en ID ELIA identifie un risque élevé de déficit structurel basé sur différents indicateurs de prévision de l'état du système.

La première évaluation de la situation du système a lieu en J-1 au plus tôt à 18h lorsqu'ELIA dispose pour la première fois de toutes les informations pertinentes lui permettant d'effectuer cette analyse.

Après cette première analyse, l'évolution du système est continuellement surveillée. Ainsi une détection du risque de déficit structurel par critère technique peut avoir lieu au plus tôt en DA à 18h jusqu'au temps réel.

Les différents indicateurs pris en compte sont des prévisions pour le jour J qui se présentent sous la forme de courbes surveillées en continu au dispatching d'ELIA. Il s'agit des 4 courbes suivantes :

1. Courbe de prévisions de la production totale sur la zone de réglage, incluant
 - Les informations provenant du marché (imports nets DA et ID)
 - Les programmes de production introduits en DA ou ID par les unités couvertes par un contrat CIPU (à l'exception des parcs de production éolienne)
 - Les informations de production provenant d'outils de prévision d'ELIA tels que les prévisions de production éolienne et solaire et/ou unités de production non CIPU, et ce aussi bien pour la production raccordée en réseau de transport que la production raccordée en réseau de distribution
2. Courbe de prévisions d'ELIA sur la consommation totale sur la zone de réglage, tenant compte de données de comptage et de prévisions météo historiques extrapolées sur base des prévisions météo pour le jour J

Ces deux premiers sets de données sont en théorie identiques, puisque l'un représente presque les prévisions de production des acteurs de

marché (elles-mêmes égales à leurs prévisions de consommation) nuancée avec les prévisions de production d'ELIA et la seconde représente les prévisions de consommation d'ELIA. Une différence entre ces deux courbes signifie :

- Une différence dans la somme des prévisions de consommation des acteurs de marché par rapport à la prévision de consommation d'ELIA
 - Une différence dans les prévisions de production renouvelable des acteurs de marché et celle d'ELIA
3. Courbe reprenant la prévision de production totale sur la zone de réglage (= la courbe décrite sous n°1) augmentée de la marge activable endéans 15 minutes mise à la disposition d'ELIA sous forme d'Incremental Bids sur les unités couvertes par un contrat CIPU.
 4. La limite supérieure de production est basée sur la courbe décrite sous n°3, augmentée de la puissance de Réserves de Balancing disponible.

Une alarme pour un risque de déficit structurel apparaît lorsque l'une des deux situations suivantes se produit :

- La courbe n° 2 est supérieure à la courbe n° 3. Ce qui signifie pour les moments où ce dépassement a lieu qu'il y a une inadéquation entre la marge de production rendue disponible par le marché et les prévisions d'ELIA sur la consommation totale sur la zone de réglage. Cette situation conduirait à utiliser des Reserves de Balancing pour couvrir la demande de consommation et réduire ainsi la marge qu'ils constituent pour palier à des déséquilibres soudains.
- Il n'y a pas assez de marge entre la courbe n° 4 et l'une des deux courbes 1 ou 2 pour couvrir le déclenchement d'une unité de production nucléaire.

Lorsque l'une de ces alarmes se produit, ELIA estime le risque de déficit structurel en vérifiant toute information pertinente à sa disposition telle que la marge d'erreur des courbes de prévision utilisées (par exemple : différence entre les mesures météo au moment de cette estimation et les prévisions pour cet instant, de la différence entre la prévision et la courbe réelle de la production et de la consommation au moment de l'estimation, la disponibilité d'unités lentes non démarrées éventuellement en contactant les différents producteurs concernés, la disponibilité aux frontières, la situation du réseau et de sa sécurité en Belgique ainsi que dans les pays voisins) .

Sur base des différentes informations ELIA peut, si elle juge le risque de déficit structurel suffisant, et si le volume total manquant n'est pas trop petit (durée très courte, puissance maximale inférieures à 50MW), faire appel à la réserve stratégique. Contrairement à l'activation par Economic Trigger qui est la conséquence binaire d'un processus automatique, l'activation par Technical Trigger est le résultat de tout un processus décisionnel dans lequel la part d'évaluation humaine est importante.

Le livrable de cette analyse correspond à un profil de puissances à couvrir par de la réserve stratégique pour plusieurs quarts d'heures (« profil à couvrir »).

6.4.3 Différentes étapes d'une activation d'une unité SGR ou SDR

L'activation à proprement parler d'unités de la réserve stratégique s'effectue en plusieurs étapes.

Ceci permet de tenir compte des délais nécessaires aux fournisseurs SGR et SDR (tels que décrit aux §6.2.2 ainsi que §6.3.2) pour préparer leurs unités de production/ prélèvements effaçables à injecter de l'énergie dans le réseau, tout en permettant à ELIA de disposer de la flexibilité d'annuler une

activation et de repousser le plus tard possible l'activation à proprement parler de la réserve stratégique, et d'ainsi minimiser l'impact de la réserve stratégique sur le marché d'équilibrage de la zone de réglage.

1. La première étape est la notification. Une fois un besoin d'énergie de la réserve stratégique identifié pour une période donnée commençant à l'instant t ELIA notifie les fournisseurs SGR/SDR sélectionnés afin que ces derniers puissent se préparer pour être prêts à injecter l'énergie demandée à l'instant t . Cette notification a lieu au plus tard X heures avant l'instant t . X tenant compte des délais d'activation de cette unité tels que décrit au §6.2.2 pour une SGR et § 6.3.2 pour une SDR.
2. La seconde étape est la vérification. Cette étape a lieu lorsque les unités (SGR et/ou SDR) notifiées sont supposées avoir effectué les préparations nécessaires liées à la période de Warm-up et sont prêtes à commencer à injecter graduellement de l'énergie dans le réseau. Elle a donc lieu après la notification et tient compte du délai pour nécessaire atteindre le set point (s'il s'agit d'une SGR conformément au §6.2.2) ou la SL_{SDR} (s'il s'agit d'une SDR conformément au §6.3.2) pour l'unité la plus lente parmi les unités sélectionnées. Lors de cette étape ELIA confirme le besoin et donc le volume d'énergie à injecter et demande aux unités de commencer leur Ramp-up pour les SGR et Ramp-down pour les SDR. A partir de ce moment-là, l'injection d'énergie de la réserve stratégique dans le réseau n'est plus réversible.

Si au contraire le besoin n'est pas confirmé, ELIA peut demander une prolongation de la période de Warm-up pour postposer l'injection d'énergie ou annuler l'activation et demander aux unités de s'arrêter. Le choix entre une prolongation ou une annulation sera basé sur les indicateurs de prévision de l'état du système tels que décrits au § 6.4.2.

6.4.4 Processus d'activation en J-1 et J

Le processus allant de la détection d'un risque de déficit structurel, passant par les différentes étapes décrites au § 6.4.3 jusqu'à l'atteinte, à un instant t le jour J, du niveau désiré d'énergie de la réserve stratégique injectée est un processus quotidien qui commence en J-1 à 18h, lorsque ELIA dispose de toutes les informations nécessaires pour analyser la situation du système.

Comme expliqué précédemment un premier profil de besoins à couvrir par de la réserve stratégique en jour J (résultat d'une détection par Economic Trigger et/ou Technical Trigger) est donc identifié en DA à 18h.

Lorsqu'un tel profil est identifié ELIA effectue d'abord une première sélection technico-économique (telle que décrit au §6.5) des unités SGR et/ou SDR devant être activées pour couvrir ce profil pendant la période concernée. Elle identifie ensuite, quel est le moment adéquat pour lancer la notification (comme définie au §6.4.3) des unités sélectionnées tenant compte du délai de préavis le plus long parmi les unités SGR/SDR disponibles pour le moment voulu.

A moins qu'une nouvelle alarme par Technical Trigger n'apparaisse indiquant une détérioration de la situation¹⁰ et nécessitant de refaire l'exercice ci-dessus, l'étape suivante a lieu au moment précédemment identifié pour la notification.

Au moment de la notification, ELIA vérifie d'abord si la sélection effectuée précédemment correspond toujours au profil de besoin.

¹⁰ Autrement dit augmentation significative de la puissance maximum à couvrir ou un déplacement du profil de besoin nécessitant un démarrage plus tôt que prévu.

Si la sélection correspond bien toujours au profil de besoins ELIA notifié le(les) fournisseur(s) SGR et/ou SDR sélectionné(s) de se préparer à injecter de l'énergie (ou effacer de la demande) et à atteindre un niveau de puissance défini pour un quart d'heure défini.

Dans le cas contraire, une nouvelle sélection peut avoir lieu¹¹. Si le profil de besoins est postposé et nécessite des activations plus tardives le moment ultime pour la notification peut également être postposé.

La dernière étape de ce processus est la vérification (comme définie au §6.4.3). Lors de cette étape ELIA vérifie une dernière fois si la sélection effectuée précédemment correspond toujours au profil de besoin. Si c'est le cas elle demande au(x) fournisseur(s) de SDR/SGR notifiés de procéder à la phase suivante de leur activation¹². Si ce n'est pas le cas, elle peut annuler l'activation, demander aux fournisseurs de rester prêts à continuer l'activation via une prolongation de la phase de Warm-up ou, si la situation le nécessite et le permet, adapter la sélection.

6.5 Sélection technico-économique de la /les unité(s) de la réserve stratégique pour activation

Dans cette partie du document sont définis les principes d'application lorsqu'une sélection a lieu pour établir le sous-ensemble des différents volumes de la réserve stratégique à disposition (SGR et/ou SDR) qui seront activés afin de couvrir un profil donné de besoin identifié.

Cette sélection est effectuée en utilisant une méthode heuristique visant à trouver un compromis raisonnable entre les objectifs suivants :

- Minimiser les coûts
- Minimiser l'excédent d'énergie¹³ apporté dans la zone de réglage par la réserve stratégique
- Etaler les activations sur l'année en tenant compte du nombre d'activations disponibles pour chaque contrat SDR et SGR¹⁴
- Assurer une rotation suffisante des différents fournisseurs activés à des fins de test

¹¹ Ceci est toujours possible puisque le moment de la notification est basé sur le délai de préavis de l'unité la plus lente parmi toutes les unités disponibles.

¹² Correspondant respectivement au Ramp-up des unités SGR et Ramp-down des unités SDR

¹³ En effet, une adéquation parfaite entre le besoin réel de la réserve stratégique et le volume activé n'est pas possible. D'une part à cause de la marge d'erreur induite par le fait qu'une activation par Technical Trigger est basée sur des prévisions de la situation et non sur son état en temps réel et d'autre part à cause des contraintes techniques liées aux unités SGR et SDR telles que :

- la puissance minimum P_{min} qu'une unité SGR produit lorsqu'elle est démarrée,
- la non divisibilité du volume activé SDR (volume activable de type « tout ou rien » correspondant à la différence entre les nominations et la SL_{SDR}),
- les différentes injections d'énergie possibles pendant les phases de Warm-up, Ramp-up/Ramp-down des unités SGR et SDR

Pour ces raisons, dans le cas général, les volumes de la réserve stratégique activés seront tels qu'ils couvrent au moins le profil de besoins ce qui induit un excédent d'énergie. Il n'est pas exclu qu'un déficit, de petit volume, soit en revanche induit sur certaines heures.

¹⁴ Par exemple, dans la première partie de la période hivernale ELIA sera plus « économe » quant à l'activation d'unités SDR que pendant la seconde partie de la période hivernale.

Cette approche est suivie en tenant compte de l'estimation par le dispatching d'ELIA du profil des besoins de la réserve stratégique et de l'évolution potentielle de celui-ci, ainsi que des contraintes techniques spécifiées dans les contrats de la réserve stratégique¹⁵

6.6 Impact sur le SI et NRV

Le volume d'énergie de la réserve stratégique correspondant au volume vendu par ELIA et alloué sur Belpex SRM est par principe inclus dans les nominations de vente et d'achat d'énergie introduites en J-1 auprès d'ELIA par les ARP correspondants et selon les règles reprises dans le contrat ARP¹⁶.

Mis à part ce volume fourni sur Belpex SRM, tout volume injecté dans la zone de réglage belge par une unité de la réserve stratégique à la demande d'ELIA sera comptabilisé dans le NRV.

Ainsi :

- si pour le quart d'heure (j) un volume de **SRV_j** de la réserve stratégique est activé par ELIA afin notamment de fournir le volume **SRV_{BPxj}** alloué sur Belpex SRM pour ce quart d'heure :
- le volume de la réserve stratégique injecté dans la zone de réglage, au cours du quart d'heure (j), **SRV_{BCAj}** et donc égal à **SRV_j - SRV_{BPxj}**
- Le **NRV_j** pour le quart d'heure (j) sera égal à **BOV_j + SRV_{BCAj} - BAV_j**

Ceci permet, de par la relation **SI_j = ACE_j - NRV_j** de reconstituer le **SI_j** correct, à savoir le déséquilibre initial de la zone tel qu'il aurait été sans aucune intervention d'ELIA.

6.7 Impact sur les prix de déséquilibre

6.7.1 Introduction

La zone de réglage belge est en déficit structurel lorsque la capacité de production nécessaire pour couvrir les besoins en consommation de la zone (tenant compte des capacités d'importation) n'est pas suffisante. Une telle situation se produit lorsqu'un ou plusieurs acteurs de marché ne prévoient pas individuellement assez de capacité de production pour assurer la sécurité d'approvisionnement de leur propre portefeuille. En pratique une situation de déficit structurel se traduit en temps réel par un déséquilibre négatif de la position du périmètre des ARP en question, et par un déséquilibre global négatif de la zone de réglage.

Le tarif de déséquilibre dans ces situations doit être assez élevé pour inciter les ARP à ne pas compter sur l'intervention d'ELIA.

L'activation de la réserve stratégique par ELIA à la suite d'un Economic ou Technical Trigger est une condition nécessaire mais pas suffisante pour déclencher un incitant spécifique dans le tarif de déséquilibre.

Pour cette raison ELIA utilise également un indicateur « temps réel » servant à caractériser la situation de sécurité d'approvisionnement du pays pour le

¹⁵ Limites telles que le nombre, la durée et la fréquence des activations ainsi que sur la durée cumulée de l'ensemble des activations ou la disponibilité contractuelle des volumes activables.

¹⁶ partie « transfert de blocs d'énergie internes »

besoin spécifique de la détermination du tarif de déséquilibre, appelé « Structural Shortage Indicator ».

Le « Structural Shortage Indicator » est réputé positif pour un quart d'heure (j) si le déséquilibre de la zone ne peut pas être résorbé par la marge de puissance de réglage à la hausse non-contractée et mise à disposition d'ELIA par les ARP par quart d'heure pendant les deux derniers quarts d'heure (j et j-1).

Cet indicateur considéré seul et en dehors du contexte de la sécurité d'approvisionnement de la zone ne permet pas de faire la différence entre une situation de déficit structurel de capacité de production et un déséquilibre instantané élevé. Par contre combiné à un Economic Trigger et/ou un Technical Trigger il permet d'identifier les moments où le déséquilibre du système est tel que les Réserves de Balancing (réservées par ELIA dans le but de résorber des déséquilibres soudains et temporaires dus à une erreur de prévision et/ou une panne d'équipement) sont détournées de leur mission principale et sont utilisées pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays.

La combinaison de l'activation de la réserve stratégique par Economic ou Technical Trigger avec l'occurrence du « Structural Shortage Indicator » servira à déclencher un incitant tarifaire adéquat.

Lorsque de l'énergie est injectée par une unité de la réserve stratégique et sans occurrence de « Structural Shortage Indicator », les tarifs de déséquilibre sont recalculés administrativement afin de se rapprocher le plus possible de ce qu'ils auraient été sans apport d'énergie par des unités de la réserve stratégique. Par souci de transparence et afin que le marché puisse suivre l'évolution potentielle des prix le re-calcul sera basé sur des valeurs connues des acteurs de marché.

6.7.2 Règles applicables pour la définition des incitants complémentaires appliqués au tarif de déséquilibre

Le « Structural Shortage Indicator » pour un quart d'heure donné (j) est positif si pour ce quart d'heure(j) et pour le quart d'heure précédent (j-1) le SI moyen quart horaire est négatif¹⁷ et inférieur en valeur absolue à la capacité disponible respectivement pour chacun des deux quarts d'heure sous forme d'Incremental Bids telle que définie et publiée sur le site internet d'ELIA sous le titre de « available marginal balancing energy prices per volume level », sous le lien suivant :

<http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/available-regulation-capacity>

A l'heure où ces règles sont introduites, les volumes d'Incremental Bids publiés proviennent d'unités CIPU coordonnables, à l'exception des réserves non contractées sur les unités de pompage-turbinage. Les volumes d'Incremental bids pris en compte pour la définition du « Structural Shortage Indicator » suivront l'évolution des volumes d'Incremental Bids de cette publication.

Ainsi, pour tout quart d'heure (j) pour lequel les deux conditions suivantes sont remplies :

- 1. Condition 1 :** l'activation d'au moins une unité de la réserve stratégique (SGR ou SDR) à la suite d'une identification de risque de

¹⁷ Signifiant que la zone est en déséquilibre négatif

« Déficit Structurel de la Zone » par Economic ou Technical Trigger¹⁸ est en cours et se situe dans l'intervalle délimité par les quarts d'heure suivants inclus:

1.

1. le quart d'heure indiqué par le dispatching d'ELIA à l'unité SGR/SDR pendant l'étape de vérification comme le quart d'heure à partir duquel l'unité SGR ou SDR peut procéder respectivement à son Ramp-up/Ramp-down till SL_{SDR} ¹⁹.
2. le quart d'heure qui précède le quart d'heure indiqué par le dispatching d'ELIA à l'unité SGR/SDR pour arrêter l'activation²⁰.

2. Condition 2 : Le « Structural Shortage indicator » est positif.

pour ces quart d'heures uniquement, le tarif de déséquilibre positif (POS_j) et négatif (NEG_j) est fixé à un montant forfaitaire égal à 4500€/MWh.

Pour tout autre quart d'heure (i)

- pour lesquels la Condition 1 est remplie mais pas la Condition 2, ou
- pour lesquels **SRV_i** est strictement positif²¹

les tarifs de déséquilibre seront recalculés administrativement. Ce ré-calcul est basé sur le prix indiqué sur le site web d'ELIA dans la publication relative aux courbes de niveau de prix par niveau de puissance activable telle que décrite dans les Règles Balancing publiée sous le titre de « available marginal balancing energy prices per volume level » sur le lien suivant :

<http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/available-regulation-capacity>

Ainsi pour tout quart d'heure (i) décrit ci-dessus, le prix de déséquilibre positif (**POS_i**) et négatif (**NEG_i**) sera égal à la valeur du prix repris dans ce tableau comme le prix maximum pouvant être atteint pour la fourchette de puissance de réglage dans laquelle se trouve le **NRV_i**.

7 Transparence / Information du marché

Une série de publications seront disponibles sur le site Web d'ELIA afin d'assurer une transparence suffisante du mécanisme de la réserve stratégique mis en place et de donner aux différents acteurs de marché un certain nombre d'informations claires pertinentes relatives à l'impact d'une activation de la réserve stratégique sur la situation de la zone de réglage ainsi que sur les tarifs de déséquilibre.

¹⁸ Le cas où la réserve stratégique est activée pour des raisons de test ou pour éviter un plan de sauvegarde comme mentionné dans le § « Introduction » où il est flagrant que cette activation n'est pas liée à un « risque de Déficit Structurel de la Zone » n'influencent pas l'apparition prix de déséquilibre à 4500€/MWh

¹⁹ Autrement dit, la période de Warm-up n'est pas comprise dans la condition 1 décrite ci-dessus.

²⁰ Autrement dit la période nécessaire à l'unité SGR/SDR pour revenir à sa situation initiale n'est pas comprise dans la condition 1 décrite ci-dessus. A titre d'exemple, si à xxh17 le dispatching donne l'ordre à l'unité SGR/SDR en cours d'activation d'arrêter cette activation à partir de xxh30, la condition 1 décrite ci-dessus ne sera plus d'application à partir de 00h30. Si le dispatching donne l'ordre d'arrêter cette activation à partir de 00h20 la condition 1 décrite ci-dessus ne sera plus d'application à partir de 00h15.

²¹ Ceci couvre les situations de tests ou pour éviter un plan de sauvegarde comme mentionné dans le § « Introduction » où il est flagrant que cette activation n'est pas liée à un « risque de Déficit Structurel de la Zone » ainsi que les périodes de Warm-up et de retour à une situation initiale qui suivent une activation.



Pour ce faire ELIA publiera des informations relatives aux volumes de la réserve stratégique activés qui influencent la position de la zone de réglage ainsi qu'à l'activation des deux conditions pouvant influencer le tarif de déséquilibre.

7.1 Informations relatives à l'injection d'énergie dans la zone de réglage à partir d'unités de la réserve stratégique

ELIA mettra à disposition des acteurs du marché²², les données relatives aux demandes d'activation (notification, activation, stop) de la réserve stratégique ainsi que leur impact sur les indicateurs servant à la formation de prix pour la compensation des déséquilibres quart horaires.

Ces données compléteront des publications existantes décrites dans les règles balancing et disponibles sous le titre « using regulation capacity » et « imbalance prices » aux liens suivants :

<http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/using-regulation-capacity>

<http://www.elia.be/en/grid-data/balancing/imbalance-prices>

Pour chaque quart d'heure (j) durant lequel la réserve stratégique est activée ($SR_j \geq 0$) :

- le volume de la réserve stratégique injecté dans la zone de réglage belge **$SR_{V_BCA_j}$** sera publié dans une colonne spécifique du tableau « using regulation capacity » mentionné ci-dessus.
- Les indicateurs relatifs au prix marginal des Moyens de Balancing activés pendant ce quart d'heure (HUPj et LDPj) ne seront plus visibles dans le tableau afin d'éviter toute confusion. Une colonne spécifique indiquera le prix POSj et NEGj calculés selon les règles expliquées au § 6.7
- Un signal explicite indiquant qu'au moins une unité de la réserve stratégique est activée et que l'activation se situe entre la phase de vérification et la demande d'arrêt du dispatching et qu'elle correspond à la 1e condition nécessaire à l'activation de prix à 4500€/MWh.

Comment [ELIA4]: Conformément à la décision (B)140605-CDC-1330 de la CREG, numéro 29:

Au lieu de ne plus montrer HUPj et LDPj, ELIA mettra à la disposition du marché une information supplémentaire en ajoutant une colonne au tableau qui reflète l'impact de la réserve stratégique.

7.2 Information générale sur le fonctionnement de la réserve stratégique

Le présent document, la Procédure de Constitution ainsi que les PV des différentes rencontres de la TF iSR servant de plateforme de consultation organisée par ELIA pour la mise en place et les évolutions des règles de constitution d'une part ainsi que des produits SDR, SGR et des règles de fonctionnement d'autre part sont publiés sur le site web d'ELIA.

²² En temps réel + 15 minutes d'une manière non validée et en mois +15 jours de manière validée

Dans cette section sont repris les différents types de monitoring proposés par ELIA vers la CREG. Ils viennent s'additionner et/ou compléter les différents monitorings décrits dans les Règles Balancing.

Etant donné le caractère relativement nouveau du mécanisme de la réserve stratégique il n'est pas exclu qu'à la demande de la CREG, ou sur initiative d'ELIA, ELIA fournisse des analyses supplémentaires ad hoc.

Le mécanisme de la réserve stratégique est utilisé pour des raisons différentes que l'ajustement de l'équilibre dans la zone de réglage belge. Cependant il représente un impact sur la position d'équilibre de la zone de réglage ainsi que sur son NRV.

Des indicateurs relatifs à l'utilisation de la réserve stratégique seront ainsi inclus dans le rapport de monitoring relatif au mécanisme de compensation des déséquilibres quart horaires transmis mensuellement par ELIA à la CREG. En particulier les éléments ci-dessous seront repris dans le suivi :

- La disponibilité des puissances de la réserve stratégique par type de réserve (SGR/SDR)
- Le monitoring des volumes activés avec une distinction entre les volumes fournis sur Belpex SRM et les volumes injectés dans la zone de réglage belge, ainsi qu'une distinction entre les volumes activés par type de réserve (SGR/SDR)

Les données quart horaires relatives aux volumes activés ainsi qu'aux tarifs de déséquilibre relatifs pendant les quarts d'heure concernés seront également fournies à la CREG dans le cadre de l'envoi mensuel de d'information quart-horaires précitées.

Annexe : Exemple chiffré d'application d'un facteur d'équivalence

Supposons :

- Le volume de la réserve stratégique fixé par le Ministre = 600MW.
- 20 offres SDR fictives.

Voici les étapes qui seront suivies, dans cet ordre, pour déterminer le volume équivalent par offre :

- 1) Les offres SDR sont triées par ordre croissant de leur coût unitaire (TCU)
- 2) A chaque offre est associé le volume SDR cumulé (en pourcentage par rapport au volume déterminé par le Ministre) découlant de ce classement.
- 3) Le facteur d'équivalence est déterminé pour chaque offre sur base de son volume SDR cumulé associé et des facteurs d'équivalence tels que repris à la section 5.3.3.
- 4) Un volume équivalent est calculé pour chaque offre en multipliant le volume offert avec le facteur d'équivalence respectif.

Application de ces 4 étapes sur les 20 offres fictives:

Offre n°	TC [k€]	Volume offert [MW]	TCU [€/MW/h]	Volume cumulé offert [%/600MW]	Facteur d'équivalence	Volume équivalent [MW]
1	466	43	2,99	7%	1,00	43,00
2	274	24	3,15	11%	1,00	24,00
3	783	54	4,00	20%	1,00	54,00
4	236	13	5,01	22%	1,00	13,00
5	299	15	5,50	25%	1,00	15,00
6	435	20	6,00	28%	1,00	20,00
7	1248	53	6,50	37%	0,79	41,87
8	381	15	7,01	40%	0,79	11,85
9	1276	44	8,00	47%	0,78	34,32
10	2218	72	8,50	59%	0,77	55,44
11	997	32	8,60	64%	0,76	24,32
12	2743	87	8,70	79%	0,75	65,25
13	2073	65	8,80	90%	0,73	47,45
14	783	24	9,00	94%	0,72	17,28
15	934	28	9,20	98%	0,72	20,16
16	1957	54	10,00	107%	0,72	38,88
17	2306	63	10,10	118%	0,72	45,36
18	850	23	10,20	122%	0,72	16,56
19	1941	52	10,30	130%	0,72	37,44
20	3015	80	10,40	144%	0,72	57,60

Une fois le volume équivalent de chaque offre SDR calculés, ces dernières sont mises en concurrence avec les offres SGR sur base de règles décrites dans le §5.3.3.