CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Décision

(B)2068
7 mai 2020

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité dans le cadre de la compensation du redispatching et du countertrading pour la gestion de la congestion

Prise en application de l'article 23, §2, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non-confidentiel

CREG - rue de l'Industrie 26-38, 1040 Bruxelles, Belgique
T +32 2 289 76 11 - F + 32 2 289 76 09 - www.creg.be

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES 2
INTRODUCTION 3
1. CADRE LEGAL 4
1.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité. 4
1.2. Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion 4
1.3. Règlement (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) 6
1.4. Règlement (UE) No 543/2013 DE LA COMMISSION du 14 juin 2013 concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité et modifiant l'annexe I du règlement (CE) no 714/2009 du Parlement européen et du Conseil 8
1.5. Règlement (UE) No 1227/2011 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE) 9
2. ANTECEDENTS 11
2.1. Généralités 11
2.2. Consultation publique 12
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION 15
4. DECISION 18
ANNEXE 1 19
ANNEXE 2 20
ANNEXE 3 21

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») analyse ci-dessous la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM (ci-après : « Elia »), de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité dans le cadre de la compensation du *redispatching* et du *countertrading* pour la gestion de la congestion (ci-après : les « règles de fonctionnement de l'accès au marché ID »). Elle se fonde pour ce faire sur l'article 23, § 2, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité »).

Le 10 février 2020, la CREG a reçu d'Elia une demande d'approbation des règles de fonctionnement de l'accès au marché ID, en langue française. Une version néerlandaise des règles de fonctionnement de l'accès au marché ID a été envoyée à la CREG pour information par e-mail du 21 février 2020. C'est la version française des règles de fonctionnement de l'accès au marché ID qui fait l'objet de la présente décision et qui figure en ANNEXE 1. La version néerlandaise figure en ANNEXE 2 pour information.

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision, y compris la consultation publique réalisée par la CREG. Dans la troisième partie, la CREG analyse les règles de fonctionnement de l'accès au marché ID proposées. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 7 mai 2020.

1. CADRE LEGAL

1. Ce chapitre rappelle le cadre légal qui s'applique à la proposition d'Elia et sur lequel repose la présente décision. Le cadre légal se compose de la législation européenne, à savoir le règlement CACM et le Règlement sur le marché intérieur d' électricité, et de la législation belge.

1.1. LOI DU 29 AVRIL 1999 RELATIVE À L'ORGANISATION DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ.

2. L'article 23 de la loi électricité confie à la CREG la compétence d'évaluer les règles que le gestionnaire de réseau, en l'espèce Elia, utilise pour gérer les congestions sur son réseau. La CREG doit en particulier veiller au caractère transparent et non discriminatoire de ces méthodes.

> *§ 2. La commission est investie d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement du marché de l'électricité, d'une part, et d'une mission générale de surveillance et de contrôle de l'application des lois et règlements y relatifs, d'autre part.*
>
> *A cet effet, la commission:*
>
> *(…)*
>
> *35° approuve, sur proposition du gestionnaire du réseau, les méthodes utilisées pour établir l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion. Ces méthodes sont transparentes et non discriminatoires. La commission publie sur son site Internet les méthodes approuvées.*
>
> *36° surveille la gestion de la congestion du réseau de transport, y compris les interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. La commission en informe la Direction générale de l'Energie. Le gestionnaire du réseau soumet à la commission, aux fins du présent point, son projet de règles de gestion de la congestion, en ce compris l'attribution de capacités. La commission peut lui demander, de façon motivée, de modifier ses règles dans le respect des règles de congestion fixées par les pays voisins dont l'interconnexion est concernée et en concertation avec l'ACER ;*

1.2. RÈGLEMENT (UE) 2015/1222 DE LA COMMISSION DU 24 JUILLET 2015 ÉTABLISSANT UNE LIGNE DIRECTRICE RELATIVE À L'ALLOCATION DE LA CAPACITÉ ET À LA GESTION DE LA CONGESTION

3. Le règlement CACM prévoit des règles harmonisées pour la gestion des congestions présentant un caractère transfrontalier. A cette fin, tous les gestionnaires de réseau de transport (ci-après : « GRT ») d'une région de calcul de la capacité doivent élaborer une méthodologie commune pour coordonner les actions de *redispatching* et d'échanges de contrepartie (« *countertrading »)* conformément aux dispositions de l'article 35 du règlement CACM.

> *1. Dans les seize mois après l'approbation réglementaire des régions pour le calcul de la capacité visées à l'article 15, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité proposent une méthodologie commune pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés. Leur proposition est soumise à consultation conformément à l'article 12.*

2. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés comporte des mesures ayant une incidence transfrontalière et permet à tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité d'alléger concrètement la congestion physique, indépendamment de la question de savoir si les causes de cette congestion se situent principalement en dehors de leur zone de contrôle ou non. La méthodologie pour le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés intègre le fait que son application peut influencer de façon sensible les flux en dehors de la zone de contrôle d'un GRT.

3. Chaque GRT peut redéployer toutes les unités de production et de consommation disponibles conformément aux mécanismes et accords appropriés applicables à sa zone de contrôle, y compris les interconnexions.

Vingt-six mois après l'approbation réglementaire des régions pour le calcul de la capacité, tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité préparent un rapport, qu'ils soumettent à consultation conformément à l'article 12, dans lequel est évalué l'avancement de la coordination et de l'harmonisation de ces mécanismes et accords et sont incluses des propositions. Ils soumettent le rapport pour évaluation à leurs autorités de régulation respectives. Les propositions formulées dans le rapport empêchent ces mécanismes et accords de fausser le marché.

4. Chaque GRT s'abstient de prendre unilatéralement ou de manière non coordonnée des mesures de redispatching et d'échange de contrepartie ayant une incidence transfrontalière. Chaque GRT coordonne l'utilisation des ressources liées au redispatching et aux échanges de contrepartie compte tenu de leur incidence sur la sécurité d'exploitation et sur l'efficience économique.

5. Les unités de production et de consommation fournissent aux GRT les prix du redispatching et des échanges de contrepartie avant l'engagement des ressources correspondantes.

Ces prix sont fondés sur :

a) les prix sur les marchés de l'électricité en cause pour l'échéance concernée ; ou

b) le coût des ressources du redispatching et des échanges de contrepartie calculé de manière transparente sur la base des coûts encourus.

6. Les unités de production et de consommation fournissent ex ante aux GRT concernés toutes les informations nécessaires pour calculer le coût des ressources du redispatching et des échanges de contrepartie. Ces informations sont échangées entre les GRT concernés aux seules fins du redispatching et des échanges de contrepartie.

4. La méthodologie visée à l'article 35, alinéa premier doit être soumise à l'approbation de toutes les autorités de régulation de la région de calcul de la capacité concernée, conformément aux dispositions de l'article 9 du règlement CACM.

1.3. RÈGLEMENT (UE) 2019/943 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 5 JUIN 2019 SUR LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉLECTRICITÉ (REFONTE)

5. L'article 13 de ce Règlement fournit les principes généraux pour la mise en place du *redispatching* et l'article 16 indique ces conditions de mise en œuvre dans la gestion des congestions.

> *Article 13 Redispatching*
>
> *1.Le redispatching de la production et le redispatching de la demande sont fondés sur des critères objectifs, transparents et non discriminatoires. Il est ouvert à toutes les technologies de production, à tout le stockage d'énergie et à toute la participation active de la demande, y compris à ceux situés dans d'autres États membres, sauf si cela n'est pas techniquement possible.*
>
> *2.Les ressources qui font l'objet d'un redispatching sont choisies parmi les installations de production, le stockage d'énergie, et la participation active de la demande qui utilise des mécanismes fondés sur le marché, et font l'objet d'une compensation financière. Les offres d'équilibrage de l'énergie utilisées pour le redispatching ne fixent pas le prix de l'énergie d'équilibrage.*
>
> *3.Le redispatching de la production, du stockage d'énergie et de la participation active de la demande non fondés sur le marché ne peuvent être utilisés que si:*
>
> *a) aucune alternative fondée sur le marché n'est disponible;*
>
> *b) toutes les ressources fondées sur le marché disponibles ont été utilisées;*
>
> *c) le nombre d'installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande disponibles est trop faible pour permettre une réelle concurrence dans la zone où les installations aptes à fournir le service sont situées;*
>
> *ou d) l'actuelle situation du réseau entraîne une congestion de façon si régulière et prévisible que le redispatching fondé sur le marché donnerait lieu à la soumission régulière d'offres stratégiques qui accroîtrait le niveau de congestion interne alors que l'État membre concerné soit a adopté un plan d'action pour remédier à cette congestion, soit veille à ce que la capacité minimale disponible pour les échanges entre zones soit conforme à l'article 16, paragraphe 8.*
>
> *(…)*
>
> *5.Sous réserve des exigences relatives au maintien de la fiabilité et de la sécurité du réseau, sur la base des critères transparents et non discriminatoires établis par les autorités compétentes, les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution:*
>
> *(…)*
>
> *b) prennent des mesures appropriées liées à l'exploitation du réseau et au marché pour limiter le plus possible le redispatching à la baisse de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement;*
>
> *(…)*
>
> *7.Lorsque des mesures de redispatching non fondées sur le marché sont utilisées, elles font l'objet d'une compensation financière de la part du gestionnaire de réseau qui a demandé le redispatching au gestionnaire de l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande ayant fait l'objet de redispatching, sauf dans le cas de producteurs qui acceptent des conventions de raccordement dans lesquelles il n'existe aucune garantie quant à un approvisionnement ferme en énergie. Cette compensation*

financière est au minimum égale au plus élevé des éléments suivants ou à une combinaison de ces éléments si l'application du seul élément le plus élevé conduirait à une compensation indûment peu élevée ou indûment trop élevée:

a) le coût d'exploitation additionnel lié au redispatching, tel que les surcoûts de combustible en cas de redispatching à la hausse, ou de fourniture de chaleur de secours en cas de redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant la cogénération à haut rendement;

b) les recettes nettes provenant des ventes d'électricité sur le marché journalier que l'installation de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande aurait générées si le redispatching n'avait pas été demandé; si un soutien financier est accordé à des installations de production, de stockage d'énergie ou de participation active de la demande sur la base du volume d'électricité produit ou consommé, le soutien financier qui aurait été reçu sans la demande de redispatching est présumé faire partie des recettes nettes.

Article 16 Principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion

(…)

4.Le niveau de capacité maximal des interconnexions et des réseaux de transport concernés par la capacité transfrontalière sont mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les standards de sécurité pour une exploitation sûre du réseau. Les échanges de contrepartie et le redispatching, y compris le redispatching transfrontalier, sont utilisés pour optimiser les capacités disponibles pour atteindre les capacités minimales prévues au paragraphe 8. Une procédure coordonnée et non discriminatoire pour les actions correctives transfrontalières est appliquée pour permettre une telle maximisation, à la suite de la mise en oeuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.

(…)

8.Les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Sans préjudice de l'application des dérogations prévues aux paragraphes 3 et 9 du présent article et de l'application de l'article 15, paragraphe 2, le présent paragraphe est réputé respecté lorsque les niveaux de capacité disponible pour les échanges entre zones atteignent les niveaux minimaux suivants:

a) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité minimale est de 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) no 714/2009;

b) pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur les flux, la capacité minimale est une marge fixée dans le processus de calcul de la capacité disponible pour les flux résultant de l'échange entre zones. La marge est de 70 % de la capacité respectant les limites de sécurité d'exploitation des éléments critiques de réseau internes et entre zones, en tenant compte des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion adoptée sur la base de l'article 18, paragraphe 5, du règlement (CE) no 714/2009.

Le montant maximal de 30 % peut être utilisé pour les marges de fiabilité, les flux de boucle et les flux internes pour chaque élément critique de réseau.

(...)

1.4. RÈGLEMENT (UE) NO 543/2013 DE LA COMMISSION DU 14 JUIN 2013 CONCERNANT LA SOUMISSION ET LA PUBLICATION DE DONNÉES SUR LES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ ET MODIFIANT L'ANNEXE I DU RÈGLEMENT (CE) NO 714/2009 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL

6. L'article 13 de ce règlement précise les informations qui doivent être publiées dans le cadre de la gestion des congestions.

Article 13

Informations relatives aux mesures de gestion de la congestion

1. Pour leurs zones de contrôle, les GRT fournissent au REGRT pour l'électricité les informations suivantes:

a) informations relatives au redispatching par unité de temps du marché, en précisant:

— les actions entreprises (à savoir augmentation ou diminution de la production, augmentation ou diminution de la charge),

— l'identification, la localisation et le type d'élément de réseau concerné par l'action,

— la raison de l'action,

— la capacité (en MW) sur laquelle l'action a une incidence;

b) informations relatives aux échanges de contrepartie par unité de temps du marché, en précisant:

— l'action entreprise (à savoir augmentation ou diminution de l'échange entre zones),

— les zones de dépôt des offres concernées,

— la raison de l'action,

— les changements intervenus dans les échanges entre zones (en MW);

c) les coûts imputables, pour un mois donné, aux actions visées aux points a) et b) et à toute autre action correctrice.

2. Les informations visées:

a) aux points a) et b) du paragraphe 1 sont publiées dans les plus brefs délais et au plus tard une heure après la période d'activité, sauf pour des raisons qui sont publiées dans les plus brefs délais et au plus tard un jour après la période d'activité;

b) au point c) du paragraphe 1 sont publiées au plus tard un mois après la fin du mois considéré.

1.5. RÈGLEMENT (UE) NO 1227/2011 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL DU 25 OCTOBRE 2011 CONCERNANT L'INTÉGRITÉ ET LA TRANSPARENCE DU MARCHÉ DE GROS DE L'ÉNERGIE (TEXTE PRÉSENTANT DE L'INTÉRÊT POUR L'EEE)

7. Les dispositions suivantes précisent les informations qui doivent être publiées dans le cadre de ce règlement.

(…)

(4) Les marchés de gros de l'énergie sont de plus en plus interconnectés dans l'Union. Un abus de marché dans un État membre influence souvent, à la fois les prix de gros de l'électricité et du gaz naturel au-delà de ses frontières et les prix de détail supportés par les consommateurs et les microentreprises. C'est pourquoi la garantie de l'intégrité des marchés ne peut pas être une question qui relève uniquement des États membres individuellement. Un contrôle strict du marché transfrontalier est essentiel pour parachever un marché intérieur de l'énergie qui fonctionne pleinement, et qui soit interconnecté et intégré.

(…)

(13) Les manipulations des marchés de gros de l'énergie supposent que des actions menées par des personnes provoquent artificiellement une augmentation des prix vers un niveau qui ne se justifie pas par les forces du marché de l'offre et de la demande, notamment la disponibilité réelle de la capacité de production, de stockage ou de transport, et la demande. Une manipulation du marché peut prendre les formes suivantes: le placement et le retrait de faux ordres; la diffusion d'informations fausses ou trompeuses, ou des rumeurs, dans les médias, y compris sur l'internet, ou par tout autre moyen; la délivrance délibérée de fausses informations aux sociétés qui fournissent des évaluations de prix ou des rapports de marché avec pour effet de tromper les acteurs du marché qui se fondent pour agir sur ces évaluations de prix ou rapports de marché; et l'action délibérée visant à faire croire que la capacité de production d'électricité ou de gaz naturel disponible, ou que la capacité de transmission disponible, est autre que la capacité qui, du point de vue technique, est réellement disponible, et que ces informations affectent ou sont susceptibles d'affecter le prix des produits énergétiques de gros. La manipulation et ses effets peuvent se produire partout dans le monde, entre les marchés de l'électricité et du gaz, sur les marchés financiers et les marchés des produits de base, y compris les marchés de quotas d'émission.

(…)

(26) Les autorités de régulation nationales devraient être responsables de l'exécution du présent règlement dans les États membres. À cette fin, elles devraient disposer des compétences d'enquête nécessaires pour leur permettre de mener ladite tâche à bien. Ces compétences devraient s'exercer en conformité avec la législation nationale et peuvent être soumises à un contrôle approprié.

(…)

Article 2 Définitions

Aux fins du présent règlement, on entend par:

1) «information privilégiée», une information de nature précise qui n'a pas été rendue publique, qui concerne, directement ou indirectement, un ou plusieurs produits énergétiques de gros et qui, si elle était rendue publique, serait susceptible d'influencer de façon sensible les prix de ces produits énergétiques de gros. Aux fins de la présente définition, on entend par «information»:

a) une information qui doit être rendue publique conformément aux règlements (CE) no 714/2009 et (CE) no 715/2009, notamment les orientations et les codes de réseau adoptés en vertu desdits règlements;

b) une information concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou une information relative à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations;

(…)

2) «manipulations de marché»:

a) le fait d'effectuer toute transaction ou d'émettre tout ordre pour des produits énergétiques de gros qui:

i) donne ou est susceptible de donner des indications fausses ou trompeuses en ce qui concerne l'offre, la demande ou le prix des produits énergétiques de gros;

(…)

b) le fait de diffuser des informations dans les médias, y compris sur l'internet, ou par tout autre moyen, qui donnent ou sont susceptibles de donner des indications fausses ou trompeuses sur l'offre, la demande ou le prix des produits énergétiques de gros, y compris le fait de répandre des rumeurs et de diffuser des informations fausses ou trompeuses, lorsque la personne ayant procédé à une telle diffusion savait, ou aurait dû savoir, que les informations étaient fausses ou trompeuses.

(…)

Article 4 Obligation de publier les informations privilégiées

1. Les acteurs du marché divulguent publiquement, effectivement et en temps utile, une information privilégiée qu'ils détiennent concernant une entreprise ou des installations que l'acteur du marché concerné, ou son entreprise mère ou une entreprise liée, possède ou dirige ou dont ledit acteur ou ladite entreprise, est responsable, pour ce qui est des questions opérationnelles, en tout ou en partie. Cette divulgation contient des éléments concernant la capacité et l'utilisation des installations de production, de stockage, de consommation ou de transport d'électricité ou de gaz naturel ou des informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL, y compris l'indisponibilité prévue ou imprévue desdites installations.

(…)

Article 5 Interdiction des manipulations de marché Il est interdit de procéder ou d'essayer de procéder à des manipulations de marché sur les marchés de gros de l'énergie.

(…)

Article 15 Obligations des personnes organisant des transactions à titre professionnel

Toute personne organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel avertit sans délai l'autorité de régulation nationale si elle a des raisons de suspecter qu'une transaction pourrait enfreindre les articles 3 ou 5. Les personnes organisant des transactions sur des produits énergétiques de gros à titre professionnel établissent et conservent des dispositions et des procédures efficaces pour déceler les infractions à l'article 3 ou 5.

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

8. Afin de promouvoir la poursuite de l'intégration des marchés nationaux de l'électricité dans l'Union européenne et de réaliser le marché intérieur de l'énergie, le règlement CACM est entré en vigueur le 14 août 2015. Celui-ci comporte des règles harmonisées pour l'allocation de la capacité, la gestion de la congestion et la promotion des échanges d'électricité entre États membres pour les marchés journaliers et infrajournaliers des différentes zones de dépôt des offres.

9. Dans les 16 mois suivant l'approbation de la proposition de détermination des régions de calcul de la capacité[1], les GRT de la région de calcul de la capacité *Channel* ont été invités à élaborer une proposition conjointe pour une méthodologie de coordination du *redispatching* et des échanges de contrepartie (ci-après : la « méthodologie RD & CT *Channel*, RD & CT signifiant *redispatching* et *countertrading*). Cette proposition devait être soumise à l'approbation des autorités de régulation *Channel*, conformément aux dispositions de l'article 35, alinéa premier du règlement CACM.

10. La proposition de méthodologie RD & CT *Channel* a été soumise pour approbation par les GRT concernés en mars 2018. Toutes les autorités de régulation de la région de calcul de la capacité *Channel* ont décidé en janvier 2019, après une demande de modification introduite en septembre 2018, d'approuver la méthodologie RD & CT *Channel*[2].

11. L'exploitation commerciale de l'interconnexion *Nemo Link* a débuté le 31 janvier 2019 en tant que projet commun des gestionnaires de réseau de transport belge et britannique Elia et *National Grid Electricity System Operato*r (ci-après : « NGESO »). Cette interconnexion constitue, depuis sa mise en service opérationnelle, une nouvelle frontière entre zones de dépôt des offres entre la Belgique et Royaume-Uni[3] à laquelle la capacité journalière et infrajournalière est calculée et allouée conformément aux dispositions du règlement CACM.

12. Suite à la mise en service de *Nemo Link*, Elia a élaboré des règles de fonctionnement pour accéder elle-même au marché infrajournalier local et transfrontalier afin de résoudre les congestions dans le cadre des échanges de contrepartie à la frontière entre zones de dépôt des offres BE-GB, à la demande d'Elia ou de NGESO. Il s'agit de règles de fonctionnement pour une période d'essai d'un an après approbation, dans un certain nombre de situations strictement définies. La CREG a été étroitement associée à l'élaboration de la proposition et à l'évaluation des règles de fonctionnement.

13. Le 4 février 2019, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation pour une première version des règles de fonctionnement de l'accès au marché ID.

---

[1] A la demande de toutes les autorités de régulation, l'ACER a statué le 17 novembre 2016 sur la délimitation des régions de calcul de la capacité dans la décision 06-2016. Les frontières entre zones de dépôt des offres belges avec la France et les Pays-Bas ont été intégrées dans la région de calcul de la capacité *Core* et la frontière entre zones de dépôt des offres avec la Grande-Bretagne a été intégrée dans la région de calcul de la capacité *Channel*.

[2] Décision (B)1894 du 24 janvier 2019 relative à la demande d'approbation de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR et de tous les gestionnaires de réseau de transport de la région pour le calcul de la capacité *Channel* d'une méthodologie commune modifiée pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés et d'une proposition modifiée de méthodologie commune pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie

[3] Au moment de l'approbation de la présente décision, l'issue du processus de retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne (c'est-à-dire le processus du « Brexit ») n'était toujours pas claire.

14. Cette première version des règles de fonctionnement de l'accès au marché ID a été soumise par la CREG à toutes les parties prenantes pour consultation. Cette consultation publique s'est déroulée sur son site Web entre le 15 février et le 8 mars 2019.

15. Le 4 avril 2019, la CREG a pris la décision (B)1905 où elle approuvait sous conditions l'application par Elia du mécanisme proposé pour une période d'essai d'un an du 1er mai 2019 au 30 avril 2020. Ce mécanisme a été appliqué une seule fois, le 11 août 2019. L'accès au marché infrajournalier a notamment permis de réduire les couts de la compensation.

16. Le 7 février 2020, vers la fin de la période d'essai, Elia a soumis une nouvelle version des règles qui prévoit d'étendre le mécanisme proposé à la levée des congestions sur les axes Horta-Mercator et Horta-Avelin, quand l'autre axe est ouvert. Une version néerlandaise (ANNEXE 2) des règles de fonctionnement a été envoyée par Elia pour information le 21 février 2020.

17. La proposition d'Elia, a été publiée par la CREG pour consultation publique. Cette consultation publique a été notifiée par lettre d'information le 20 mars 2020 et s'est déroulée sur son site Web entre le 20 mars et le 10 avril 2020. Les réponses reçues sont examinées dans la partie 2.2 ci-dessous. Conformément aux dispositions de l'article 35, §1er du règlement d'ordre intérieur de la CREG, les documents de consultation comportent la proposition soumise par un tiers pour approbation (en l'espèce, les règles de fonctionnement de l'accès au marché ID).

2.2. CONSULTATION PUBLIQUE

18. La consultation publique mentionnée au numéro 17 s'est déroulée du 20 mars 2020 au 10 avril 2020. La CREG a reçu trois réponses: de Northpool Trading Energy, de Febeliec et de la FEBEG. Les remarques reçues sont analysées et commentées ci-dessous par la CREG. Ces 3 réponses sont jointes en annexe à la décision de la CREG.

19. La CREG remercie les 3 acteurs du marché qui ont réagi à la consultation relative à l'accès par Elia au marché infrajournalier.

20. Northpool Trading Energy indique que le niveau de transparence du mécanisme tel qu'appliqué en 2019 est insuffisant et devrait être amélioré. Northpool Trading Energy indique également que le niveau de transparence actuel ne permet pas de rencontrer les objectifs fixés par REMIT en matière de transparence.

21. La CREG constate en effet que les éléments de transparence présentés par Elia dans sa proposition ne couvre pas les exigences relatives à l'article 13 du Règlement 543/2013 et relatives à REMIT. La CREG tient également à indiquer que les exigences de transparence telles que formulées à l'article 13 du Règlement 543/2013 et suivant REMIT semblent rencontrer les attentes des acteurs du marché. Aussi, la CREG rappelle à Elia l'importance de se conformer à ces prescriptions et de lui fournir un rapport lui expliquant comment Elia rencontre ces exigences (voir paragraphes 50, 51 et 52).

22. Northpool Trading Energy propose également de placer, dans le cadre de l'organisation du countertrade sur Nemo Link, un appel aux acteurs du marché à offrir afin de permettre les nominations correspondantes sur Nemo Link.

23. La CREG ne croit pas qu'il est opportun à ce stade et vu le champ d'application limité de la proposition d'Elia, de modifier les règles allocation des capacités disponibles sur Nemo Link à l'occasion de cette décision. Une telle décision nécessiterait une plus large coordination et une consultation des acteurs du marché.

24. Febeg fait remarquer que la proposition d'Elia a une durée d'application illimitée dans le temps et propose une nouvelle période d'essai du mécanisme proposé.

25. La CREG indique ici que le mécanisme proposé prévoit que celui-ci peut être revu au travers d'une nouvelle proposition d'Elia mais également à la demande de la CREG. La CREG tient à indiquer ici que toute révision sera accompagnée d'une consultation des acteurs du marché.

26. Ensuite, Febeg dénonce qu'Elia ait un accès au marché intraday pour la levée des congestions et que cet accès irait à l'encontre des principes de l'unbundling.

27. La CREG ne comprend pas très bien cette position, dans la mesure où Elia a spécialement été créé (et séparé des activités de production d'Electrabel) afin de pourvoir remplir les missions d'exploitation du réseau (en ce y compris la gestion des congestions et l'équilibrage) de manière non-discriminatoire et transparente. La CREG ne voit pas la différence dans le rôle d'Elia lorsque celle-ci active des offres d'équilibrage ou de redispatching par rapport à l'activation d'offres du marché intraday. Ces trois interventions ont un impact sur le marché et correspondent à des missions (la gestion des congestions et l'équilibrage) essentielles d'Elia. Le mécanisme de gestion de la congestion cible Européen en intraday est un mécanisme implicite basé sur le marché, permettant à la fois (comme en day-ahead) d'échanger de l'énergie et de gérer les congestions. La non implémentation en intraday d'un mécanisme d'allocation basé sur les flux (du modèle cible Européen) n'est pas une raison de changement de la raison d'être de ce marché intraday. Un mécanisme d'allocation basé sur les flux ne peut être implémenté autrement qu'au travers d'une sélection par le TSO d'offres faites par les acteurs du marché. Ce mécanisme a pour avantage notamment le pooling de la liquidité présente dans les différentes bidding zones pour la gestion des congestions.

28. Febeg indique également que des volumes de redispatching importants ne sont pas mauvais per se.

29. De manière générale, la CREG n'est pas en faveur de mécanismes de gestion de la congestion basé sur du redispatching, dans la mesure où ceux-ci se soldent par une moins grande efficacité et des coûts plus élevés pour les consommateurs. C'est pour cela notamment que la CREG à placé un incitant afin qu'Elia réduise les coûts consacré au redispatching. La CREG considère que c'est la responsabilité d'Elia de minimiser les coûts relatifs au redispatching.

30. Febeg indique un manque de clarté dans la définition du redispatching et du countertrading pour un bid de compensation.

31. La CREG partage ce point de vue et considère que dans le mécanisme propose, le bid de compensation, dont la localisation exacte sur le continent n'a pas d'importance, relève plus d'une action de countertrading. L'appel au marché intraday supporte cette interprétation.

32. Febeg indique que l'exemple présenté à la section 5.2.3 n'est pas clair et indique que si l'axe Horta-Mercator n'est pas coupé la localisation du bid de compensation peut être importante.

33. Afin de clarifier ce point, la CREG considère que l'axe Horta-Mercator doit être coupé pour que le mécanisme proposé puisse être appliqué. Si cette axe n'était pas coupé, l'efficacité du mécanisme proposé pourrait en effet être réduite.

34. Febeg met en cause la validité de la période d'essai qui n'a vu qu'une activation du mécanisme qui ne permet pas de confirmer le bien fondé de l'approche proposée par Elia pour la levée des congestions sur les axes Horta-Avelin et Horta-Mercator (l'autre axe étant ouvert).

35. Même si la CREG ne partage pas cette crainte sur base des informations dont elle dispose, la CREG demande à Elia, au paragraphe 47 de cette décision, de lui fournir un rapport de monitoring de ce mécanisme étendu après un an d'utilisation. Ce rapport examinera le bien fondé des activations effectuées. Cet élément permettra notamment à la CREG d'évaluer si le mécanisme doit être adapté dans le futur.

36. Afin de remplacer l'activation (directe) des offres du marché intraday par Elia, Febeg fait une contre-proposition basée sur un appel à offres précédant chaque recours à de la capacité par Elia.

37. A ce sujet, la CREG tient à indiquer que cette proposition, et son impact éventuel, doit être examinée dans le cadre plus large de la gestion des congestions en Belgique (projet ICAROS). Dans ce cadre, cette proposition pourrait être comparée à un mécanisme de redispatching basé sur le marché en présence de congestions structurelles (qui peuvent être anticipées, ou résultant d'un appel à faire offre). Une telle anticipation pourrait conduire à des arbitrages (globalement) inefficaces au détriment des consommateurs[4].

[4] Voir notamment à ce sujet Lion Hirth : https://www.econstor.eu/bitstream/10419/194292/1/Market-Based-Redispatch-in-Zonal-Electricity-Markets.pdf

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

38. Afin de pouvoir garantir la fermeté des capacités allouées sur l'interconnexion avec l'Angleterre, Elia propose de pouvoir accéder au marché infrajournalier dans le cadre de la compensation du redispatching et du countertrading pour la gestion de la congestion sur l'axe Gezelle Horta, sur Nemo Link et pour pouvoir répondre aux demandes du gestionnaire de réseau anglais pour résoudre des congestions dans leur réseau.

39. Elia propose également d'étendre l'application de ce mécanisme dans le cadre de la compensation du redispatching et du countertrading pour la gestion des congestions sur les axes Horta-Mercator et Horta-Avelin dans le cas ou l'autre axe est coupé.

40. Un des problèmes rencontrés avec l'utilisation du marché infrajournalier pour la gestion des congestions est l'absence d'information locationnelle précise relative à l'offre activée, ce qui peut réduire à néant l'efficacité de l'activation pour la levée de la congestion.

41. C'est pourquoi la demande d'Elia d'accéder au marché infrajournalier est limitée à la levée des congestions sur Nemo Link et l'axe Gezelle-Horta, pour lesquelles une localisation grossière (la région Core – le continent) est suffisante et aux axes Horta-Mercator et Horta-Avelin dans le cas où l'autre axe est coupé et dans la mesure où l'efficacité (quantifié par le Power Transmission Distribution Factor) de ces appels à compensation sont proches de 100% vu les configurations de réseau considérées.

42. Dans le cadre de cette extension du champ d'application de l'accès au marché intraday à d'autres axes, la CREG demande à Elia de lui soumettre, pour le 1er juillet 2021, un rapport portant sur les 12 mois précédent où elle confirmera le bien-fondé de l'approche proposée.

43. L'interconnexion Nemo Link est une filiale de National Grid Interconnector Holding, elle-même une filiale de National Grid (le gestionnaire de réseau anglais) et du Groupe Elia. En cas de réductions de capacités sur cette interconnexion, le bénéfice de la filiale d'Elia peut être affecté. Aussi peut-on considérer qu'Elia n'est pas tout à fait neutre dans la gestion des congestions sur cette interconnexion. Ceci est particulier à Nemo Link : en effet, sur les autres frontières, les coûts de levée des congestions ainsi que les rentes de congestions sont intégralement reportés dans les tarifs. Ce qui peut donc poser problème ici dans la demande d'Elia, ce n'est donc pas tant l'accès au marché infrajournalier pour résoudre des congestions (même si cette demande ne peut s'appliquer que sur quelques lignes seulement pour des raisons d'efficacité) que les intérêts du Groupe Elia dans l'exploitation de Nemo Link.

44. Elia passe via un acteur neutre pour accéder au marché infrajournalier qui dispose des outils et de l'expérience nécessaire. A ce jour, Elia a accédé une fois au marché infrajournalier le 11 août 2019. Dans ce contexte, la CREG demande à Elia de lui soumettre également pour le 1er juillet 2021, un deuxième rapport portant sur l'évaluation de la mise en œuvre par cet acteur neutre de la tâche confiée par Elia au cours des 12 mois écoulés.

45. Les rapports dont question aux paragraphes 42 et 44 ci-dessus pourraient permettre d'adapter le mécanisme si nécessaire.

46. Le recours à du redispatching pour lever des congestions pose de nombreux problèmes concernant le fonctionnement du marché. Ces problèmes sont particulièrement aigus en cas de congestions structurelles (prévisibles et fréquentes) internes à une zone d'offre dont l'efficacité du redispatching peut être très mauvaise (en cas de redispatching à la baisse, la rente infra-marginale est gardée) et dont les distorsions de prix des zones d'offres consécutives à ce redispatching et les distorsions de volumes échangés entre les zones peuvent être importantes.

47. C'est pourquoi la CREG procèdera à un monitoring spécifique de la gestion des congestions sur cette frontière et sur ces axes, sur base notamment du rapport mensuel envoyé par Elia pour les mois ou il y a une activation.

48. Ce rapport mensuel indiquera notamment, pour chaque activation, sur la raison de l'activation (Elia ou National Grid), sur le volume activé pour résoudre la congestion, sur la période de la congestion, sur le moment où National Grid a fait sa demande (si relevant), sur le moment où Elia a accédé au marché infrajournalier, sur les capacités disponibles ce jour-là en infrajournalier sur les frontières belges (et sur l'évolution de ces valeurs au cours de la journée suite aux activations) et sur le coût total de l'opération à charge du consommateur belge et facturé à National Grid. Pour les lignes faisant partie du réseau d'Elia, les informations suivantes seront également nécessaires : la manière dont la congestion a été détectée et sur base de quelles informations (DACF, IDCF,…), sur l'élément congestionné et ses caractéristiques, sur la valeur de la congestion observée ainsi que le type (N, N-1,..). Ce rapport comprendra également le coût total des activations effectuées au cours du mois via le marché infrajournalier par Elia pour la gestion des congestions, ainsi que le nombre d'événements correspondants.

49. Elia propose d'envoyer aux acteurs du marché ce rapport mensuel de monitoring envoyé à la CREG pour les mois ou une activation a eu lieu.

50. La CREG constate que la proposition d'Elia ne recouvre pas l'ensemble des exigences de transparence qui s'applique à elle suivant l'article 13 du Règlement 543/2013 et suivant REMIT. Or ces exigences sont très importantes pour la CREG, au vu notamment de la réponse à la consultation par les acteurs du marché.

51. Aussi la CREG rappelle à Elia l'obligation qu'elle a de se conformer avec ces exigences de transparence et lui demande de lui soumettre au plus tard le 8 juin 2020 un rapport ou elle indique comment elle respecte bien ces exigences de transparence.

52. Pour rencontrer les exigences relatives à REMIT dans le cadre de la mise en œuvre de ce mécanisme, la CREG considère qu'Elia doit notamment publier, dès que l'information lui est disponible, sur le site Web adéquat, et suivant le cas, la demande de countertrading de National Grid, les congestions qui apparaissent sur les axes Gezelle-Horta, sur les axes Horta-Mercator et Horta-Avelin (autre axe ouvert) et sur Nemo Link. Cette publication indiquera les heures et les volumes concernés.

53. Il convient de signaler ici que la demande d'Elia pourrait interagir avec de nombreux mécanismes en cours de développement et d'approbation. Il convient de citer ici les procédures utilisées actuellement dans le cadre du couplage des marché basé sur les flux dans la région CWE (ou quelques lignes internes sont reprises) ainsi que de la décision d'ACER relative au calcul des capacités basés sur les flux et de la procédure pour le redispatching et le countertrading en cours de développement pour la région de calcul de capacité Core. A ce sujet, il convient d'indiquer que la CREG demandera à Elia de revoir le mécanisme proposé si cela s'avérait nécessaire.

54. La proposition d'Elia est basé sur le marché et est donc conforme aux exigences de l'Article 13 du Règlement 943/2019 sur la gestion des congestions et le recours au redispatching en particulier.

55. Enfin, afin de réduire au maximum le recours à un accès au marché infrajournalier, la CREG demande à Elia d'utiliser au mieux les capacités réelles des liaisons en fonction des informations les plus récentes (notamment le Real Time Thermal Rating pour les câbles souterrains).

56. Pour ces raisons, la CREG a décidé d'approuver l'accès au marché infrajournalier tel que décrit dans la proposition d'Elia pour la gestion de la congestion sur les trois axes concernés, et pour les configurations de réseau identifiées et à la demande de National Grid.

57. Cette approbation est fournie sans préjudice de décisions ultérieures qui pourraient s'avérer nécessaires suites aux changements qui pourraient être apportés aux procédures opérationnelles pour l'exploitation de l'interconnexion suite à un Brexit sans accord de retrait.

4. DECISION

En application de l'article 23, §2, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la CREG décide, pour les motifs précités, d'approuver la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de règles de fonctionnement pour l'accès au marché infrajournalier de l'électricité pour la compensation du redispatching et du countertrading dans le cadre de la gestion de la congestion.

Cette décision est conditionnée à l'application par Elia des exigences de transparence telles qu'indiquées au paragraphe 51 ci-dessus et aux exigences formulées par la CREG à ce sujet au paragraphe 52.

Pour la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz :

Andreas TIREZ
Directeur

Koen LOCQUET
Président f.f. du comité de direction

ANNEXE 1

Règles de fonctionnement pour l'accès au marché infra-journalier de l'électricité dans le cadre de la compensation du *redispatching* et *countertrading* pour la gestion de la congestion

Version française - 7 février 2020 accompagné de la lettre et de la note explicative

ANNEXE 2

Werkingsregels voor toegang tot de *intraday*markt van elektriciteit in het kader van de compensatie van de *redispatching* en *countertrading* voor congestiebeheer

Version néerlandaise – 21 février 2020

Verklarende nota betreffende het nieuwe voorstel voor werkingsregels voor de toegang tot de intraday elektriciteitsmarkt

Version néerlandaise – 7 février 2020

ANNEXE 3

Réponses reçues lors de la consultation publique

1. Northpool Trading – 10 avril 2020
2. Febeliec – 10 avril 2020
3. FEBEG – 10 avril 2020