

# Décision

(B)2752  
29 février 2024

## Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia Transmission Belgium modifiant les règles de coordination et de gestion des congestions

Prise en application des articles 59.10 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la Directive 2012/27/UE et des articles 8, §1<sup>er</sup>, 5<sup>o</sup> et 23, § 2, 36<sup>o</sup>, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

Non confidentiel

# TABLE DES MATIÈRES

TABLE DES MATIÈRES .....	2
INTRODUCTION .....	3
1. CADRE LÉGAL .....	4
1.1. Droit européen .....	4
1.1.1. Directive (UE) 2019/944 (ci-après : « directive électricité ») .....	4
1.1.2. Règlement (UE) 2019/943 (ci-après : « Règlement électricité »).....	4
1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222 (ci-après : « CACM ») .....	8
1.1.4. Règlement (UE) 2016/1719 (ci-après : « FCA »).....	9
1.1.5. Règlement (UE) 2017/1485 (ci-après : « SOGL »).....	9
1.1.6. Règlement (UE) 2017/2195 (ci-après : « EBGL »).....	10
1.1.7. Règlement (UE) 2013/543 (ci-après : « règlement sur la transparence ») .....	10
1.2. Droit belge .....	10
1.2.1. Loi électricité .....	10
1.2.2. Le Code de bonne conduite électricité.....	12
2. ANTÉCÉDENTS .....	13
3. CONSULTATION .....	14
4. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	15
4.1. Objectif de la proposition.....	15
4.2. Discussion du contenu de la proposition .....	15
4.2.1. Remarques générales en vertu de la décision (B)2056 .....	15
4.2.2. Remarques spécifiques formulées par les acteurs du marché lors de la consultation publique .....	17
4.2.3. Introduction et discussion par article.....	20
5. DÉCISION .....	29
ANNEXE 1.....	30
ANNEXE 2.....	31

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (ci-après : « CREG ») examine ci-après la demande de la S.A. Elia Transmission Belgium (ci-après : « Elia ») visant à approuver la proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions (ci-après : « Proposition »). La demande repose sur l'article 59.10 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la Directive 2012/27/UE (ci-après : « Directive (UE) 2019/944 »), l'article 8, § 1<sup>er</sup>, 5°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « Loi électricité ») et l'article 122 du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions (ci-après : « Code de bonne conduite électricité »).

La demande d'approbation a été introduite par Elia auprès de la CREG par lettre du 30 octobre 2023, rédigé en français. Les annexes suivantes ont été jointes au courrier pour la présente décision :

- Règles de coordination et de gestion des congestions, en néerlandais, en français et en anglais (Annexe 1 de la présente décision) ;
- Rapport de consultation portant sur les règles de coordination et de gestion des congestions, en anglais (Annexe 2 de la présente décision).

Simultanément, par sa lettre du 30 octobre 2023, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification concernant les :

- Modalités et Conditions pour le Responsable de la planification des indisponibilités (T&C OPA), en néerlandais, en français et en anglais ;
- Modalités et Conditions pour le Responsable de la programmation (T&C SA), en néerlandais, en français et en anglais.

Les deux propositions susmentionnées font l'objet d'une décision séparée.

La présente décision est scindée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie explique les antécédents. La troisième partie traite de la consultation publique. Dans la quatrième partie, la CREG analyse le contenu de la proposition de règles de coordination et de gestion des congestions. Enfin, la cinquième partie comporte la décision sur la Proposition.

La présente décision a été prise par le comité de direction de la CREG le 29 février 2024.

# 1. CADRE LÉGAL

## 1.1. DROIT EUROPÉEN

### 1.1.1. Directive (UE) 2019/944 (ci-après : « directive électricité »)

1. L'article 59.10 de la Directive électricité dispose que :

*« Les autorités de régulation surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux d'électricité, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion. À cet effet, les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'allocation de capacité, aux autorités de régulation. Les autorités de régulation peuvent demander la modification de ces règles. »*

La CREG indique que cet article n'a pas encore été entièrement transposé dans la loi électricité. Toutefois, étant donné que dans son courrier du 30 octobre 2023, Elia appelle explicitement la CREG à approuver sa proposition de règles pour la coordination et la gestion des congestions sur la base, notamment, de l'article 59.10 de la directive électricité, la CREG peut invoquer l'article 59.10 de la directive électricité pour l'approbation de la proposition.

### 1.1.2. Règlement (UE) 2019/943 (ci-après : « Règlement électricité »)

2. Dans le cadre des règles pour la coordination et la gestion de la congestion, les considérants et articles suivants du règlement électricité sont à relever : considérants (16), (17), (19), (30), (33) et (34), l'article 2(4) et 2(6), l'article 7(2) et les articles 12 à 17 compris.

3. L'article 2(4) du règlement électricité définit la congestion comme suit :

*« congestion », une situation dans laquelle toutes les demandes d'échange d'énergie entre des portions de réseau formulées par des acteurs du marché ne peuvent pas toutes être satisfaites parce que cela affecterait de manière significative les flux physiques sur des éléments de réseau qui ne peuvent pas accueillir ces flux ;*

Il ressort de cette définition que la congestion est intrinsèquement liée aux échanges entre les portions de réseau. C'est pourquoi, eu égard aux aspects liés à la gestion de la congestion, le règlement électricité commence dans les considérants (16) et (17) par les lignes directrices relatives à l'allocation de capacité d'échange entre zones et à la gestion de la congestion sur les marchés journalier et infrajournalier et les marchés à long terme.

4. Le considérant (19) du règlement électricité spécifie que des zones de dépôt des offres adéquates constituent un maillon essentiel d'une gestion efficace de la congestion :

*« Des zones de dépôt des offres reflétant la répartition de l'offre et de la demande constituent un maillon essentiel des échanges d'électricité fondés sur le marché et sont une condition nécessaire pour exploiter pleinement le potentiel des méthodes d'allocation de capacité, notamment de l'approche fondée sur les flux. Ces zones devraient dès lors être définies de façon à garantir la liquidité du marché, une gestion efficace de la congestion et l'efficacité globale du marché. (...) »*

5. Le considérant (30) du règlement électricité précise l'importance de déterminer les zones de dépôt des offres de manière fiable, afin de garantir une exploitation et une planification efficaces du réseau d'électricité :

*« Pour attirer efficacement les investissements nécessaires, il importe également que les prix fournissent des signaux indiquant la localisation des besoins en électricité les plus aigus. Dans un système électrique organisé en zones, afin de disposer de signaux de localisation adaptés, les zones de dépôt des offres doivent être déterminées de manière cohérente, objective et fiable via un processus transparent. Afin de garantir une exploitation et une planification efficaces du réseau d'électricité de l'Union et de fournir des signaux de prix efficaces en ce qui concerne les nouvelles capacités de production, la participation active de la demande et les infrastructures de transport, les zones de dépôt des offres devraient tenir compte de la congestion structurelle. En particulier, la capacité d'échange entre zones ne devrait pas être réduite dans l'intention d'éliminer des congestions internes. »*

6. La gestion structurelle est définie comme suit à l'article 2 du règlement électricité :

*« congestion structurelle », une congestion qui survient dans le réseau de transport, qui peut être définie de façon non ambiguë, qui est prévisible et géographiquement stable dans le temps, et qui est récurrente dans les conditions normales du réseau d'électricité ;*

*Le considérant (31) du règlement électricité prévoit deux options pour remédier aux congestions :*

*« Pour tenir compte des principes divergents de l'optimisation des zones de dépôt des offres sans mettre en péril les marchés liquides et les investissements dans le réseau, il convient de prévoir deux options pour remédier aux congestions. Les États membres devraient pouvoir choisir entre la reconfiguration de leur zone de dépôt des offres ou des mesures telles que le renforcement du réseau et l'optimisation du réseau. Le recensement des congestions structurelles à long terme par le ou les gestionnaires de réseau de transport d'un État membre, par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ci-après : « REGRT pour l'électricité ») dans un rapport sur la congestion, ou dans le cadre d'une révision des zones de dépôt des offres, devrait servir de point de départ à une telle décision. (...) »*

7. Le considérant (34) du règlement électricité résume les considérants mis en avant ci-dessus :

*« La gestion des problèmes de congestion devrait permettre de fournir des signaux économiques corrects aux gestionnaires de réseau de transport et aux acteurs du marché, et devrait être basée sur les mécanismes du marché. »*

8. Par ailleurs, les articles 6(1), 6(3), 7(2) et les articles 12 à 17 compris du Règlement électricité s'appliquent également aux règles de coordination des unités techniques et de gestion des congestions. Les articles 7(2), 13, 14(1) et 16(1) sont retenus dans le cadre de la présente décision.

9. L'article 7(2) du règlement électricité dispose que :

*2. Les marchés journaliers et les marchés intrajournaliers :*

*a) sont organisés de manière non discriminatoire ;*

*b) maximisent la capacité de tous les acteurs du marché à gérer les déséquilibres ;*

*c) maximisent les possibilités offertes à tous les acteurs du marché de participer aux échanges entre zones de manière aussi proche que possible du temps réel dans toutes les zones de dépôt des offres ;*

*d) génèrent des prix qui reflètent les éléments fondamentaux du marché, y compris la valeur en temps réel de l'énergie, auxquels peuvent se fier les acteurs du marché lorsqu'ils se mettent d'accord sur des produits de couverture à plus long terme ;*

*e) assurent la sécurité d'exploitation tout en permettant une utilisation maximale des capacités de transport ;*

*f) sont transparents tout en respectant la confidentialité des informations commercialement sensibles et en garantissant l'anonymat des échanges ;*

*g) ne font pas de distinction entre les échanges réalisés à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres et ceux réalisés entre zones de dépôt des offres ; et*

*h) sont organisés de façon à faire en sorte que tous les acteurs du marché soient en mesure d'accéder au marché, que ce soit individuellement ou par agrégation.*

10. L'article 13 du règlement électricité dispose que :

*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.*

*4. Les gestionnaires de réseau de transport et les gestionnaires de réseau de distribution concernés font rapport à l'autorité de régulation compétente au moins une fois par an sur :*

*a) le niveau de développement et d'efficacité des mécanismes de redispatching fondés sur le marché pour les installations de production d'électricité, de stockage d'énergie et de participation active de la demande ;*

*b) les motifs, les volumes en MWh et le type de sources de production soumis à un redispatching ;*

*c) les mesures prises pour diminuer, à l'avenir, le besoin de redispatching à la baisse des installations de production utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement, y compris les investissements dans la numérisation de l'infrastructure de réseau et dans les services qui augmentent la flexibilité.*

*L'autorité de régulation soumet le rapport à l'ACER et publie une synthèse des données visées au premier alinéa, points a), b) et c), assortie de recommandations d'amélioration si nécessaire.*

*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 :

a) garantissent la capacité des réseaux de transport et des réseaux de distribution à faire transiter l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de la cogénération à haut rendement en recourant le moins possible au redispatching, ce qui n'empêche pas de prendre en considération dans la planification du réseau un redispatching limité lorsque le gestionnaire de réseau de transport ou le gestionnaire de réseau de distribution peut prouver en toute transparence que cela est plus efficient économiquement et que cela ne dépasse pas 5 % de la production annuelle d'électricité dans les installations qui utilisent des sources d'énergie renouvelables et qui sont directement raccordées à leur réseau respectif, sauf disposition contraire prise par un État membre dans lequel l'électricité produite par des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ou la cogénération à haut rendement représente plus de 50 % de la consommation annuelle finale brute d'électricité ;

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 ;

c) veillent à ce que leurs réseaux soient suffisamment flexibles pour être en mesure de les gérer.

6. Lorsque le redispatching à la baisse non fondé sur le marché est utilisé, les principes suivants s'appliquent :

a) les installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables ne peuvent faire l'objet de redispatching à la baisse que s'il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts fortement disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;

b) l'électricité produite par un processus de cogénération à haut rendement ne peut faire l'objet d'un redispatching à la baisse que si, en dehors d'un redispatching à la baisse visant des installations de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, il n'existe aucune autre solution ou si les autres solutions entraîneraient des coûts disproportionnés ou des risques majeurs pour la sécurité du réseau ;

c) l'électricité autoproduite par des installations de production utilisant des sources d'énergies renouvelables ou la cogénération à haut rendement qui n'est pas injectée dans le réseau de transport ou de distribution ne peut pas faire l'objet d'un redispatching à la baisse sauf si aucune autre solution ne permettrait de résoudre les problèmes de sécurité du réseau ;

d) les mesures de redispatching à la baisse visées aux points a), b) et c) sont justifiées en bonne et due forme et en toute transparence.

La justification est incluse dans le rapport visé au paragraphe 3.

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.*

11. L'article 14(1) dispose que :

*1. Les États membres prennent toutes les mesures appropriées pour remédier aux congestions. Une zone de dépôt des offres est délimitée selon les congestions structurelles et à long terme du réseau de transport. Les zones de dépôt des offres ne contiennent pas de telles congestions structurelles, à moins qu'elles n'aient pas d'incidence sur les zones de dépôt des offres voisines, ou, en guise d'exemption temporaire, que leur incidence sur les zones de dépôt des offres voisines soit atténuée par des actions correctives et que ces congestions structurelles ne débouchent pas sur des réductions de la capacité d'échange entre zones, conformément aux exigences prévues à l'article 16. Les zones de dépôt des offres dans l'Union sont configurées de manière à optimiser l'efficacité économique et les possibilités d'échanges entre zones conformément à l'article 16 tout en préservant la sécurité d'approvisionnement.*

Le législateur belge n'a pas encore profité de la possibilité de prendre des mesures en matière de congestions en vertu de la loi électricité.

12. L'article 16 du règlement électricité comprend les principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion. L'article 16(1) dispose que :

*1. Les problèmes de congestion du réseau sont gérés grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux acteurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont résolus au moyen de méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché. Lorsqu'il prend des mesures opérationnelles visant à garantir que son réseau de transport demeure à l'état normal, le gestionnaire de réseau de transport tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines et coordonne ces mesures avec les autres gestionnaires de réseau de transport concernés conformément au règlement (UE) 2015/1222.*

### **1.1.3. Règlement (UE) 2015/1222<sup>1</sup> (ci-après : « CACM »)**

13. Les règles de coordination des unités techniques et de la gestion de la congestion doivent répondre aux objectifs généraux du CACM, tels que repris à l'article 4 du CACM.

Les articles à relever eu égard au calcul de la capacité sont notamment, mais pas seulement, l'article 17, l'article 19 et l'article 28 concernant l'élaboration de modèles de réseau individuels et communs en journalier et infrajournalier, l'article 20 et l'article 21 concernant la méthodologie pour le calcul de la capacité fondée sur les flux, l'article 23 concernant les limites de sécurité d'exploitation, les aléas et les contraintes d'allocation, l'article 25 concernant la définition des actions

---

<sup>1</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion



correctives disponibles à prendre en compte dans le calcul de la capacité, et l'article 26 concernant la validation de la capacité d'échange entre zones.

Par ailleurs, l'article 35 du CACM concernant le redispatching et les échanges de contrepartie coordonnés est également à relever.

Enfin, les règles de coordination des unités techniques et de gestion de la congestion doivent aussi tenir compte du calendrier et des procédures définies dans le cadre du processus de couplage unique journalier (articles 46 à 50 compris du CACM) et du processus de couplage unique intrajournalier (articles 58 à 60 compris du CACM).

#### **1.1.4. Règlement (UE) 2016/1719<sup>2</sup> (ci-après : « FCA »)**

14. Dans le cadre de ces règles pour la coordination des unités techniques et la gestion de la congestion, les articles à relever sont notamment, mais pas seulement, les articles 9 à 15, portant sur les échéances et méthodologies pour le calcul de la capacité pour les échéances annuelle et mensuelle.

#### **1.1.5. Règlement (UE) 2017/1485<sup>3</sup> (ci-après : « SOGL »)**

15. L'article 55 du SOGL dispose que « Chaque GRT est responsable de la sécurité d'exploitation de sa zone de contrôle et, en particulier, il :

*a) développe et met en œuvre des outils d'exploitation adaptés à sa zone de contrôle et liés à l'exploitation en temps réel et à la planification de l'exploitation ;*

*b) développe et déploie des outils et des solutions en matière de prévention et de correction des perturbations ;*

*c) utilise les services fournis par des tiers, le cas échéant dans le cadre d'une procédure d'adjudication, tels que le redispatching ou l'échange de contrepartie, les services de gestion de la congestion, les réserves de production d'électricité et les autres services auxiliaires ;*

*d) respecte la classification des incidents adoptée par l'ENTSO pour l'électricité conformément à l'article 8, paragraphe 3, point a), du règlement (CE) n° 714/2009 et soumet à l'ENTSO pour l'électricité les informations requises pour exécuter les tâches de définition de la classification des incidents ; et*

*e) contrôle, sur une base annuelle, l'adéquation des outils d'exploitation du réseau établis en application des points a) et b) requis pour maintenir la sécurité d'exploitation. Chaque GRT détermine les éventuelles améliorations appropriées à apporter à ces outils d'exploitation du réseau, en tenant compte des rapports annuels établis par l'ENTSO pour l'électricité sur la base de l'échelle de classification des incidents conformément à l'article 15. Toute amélioration ainsi recensée est ensuite mise en œuvre par le GRT.*

16. Les règles pour la coordination et la gestion de la congestion doivent également répondre aux dispositions et conditions-cadres qui découlent des articles du SOGL portant sur les responsabilités, les droits et les obligations des GRT en matière de gestion de la congestion et de sécurité

---

<sup>2</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

<sup>3</sup> Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

d'exploitation (articles 18-23, 32-35 et 72-80), la planification des indisponibilités des unités techniques (articles 82-103) et l'échange de programmes d'unités techniques (articles 110-112).

#### **1.1.6. Règlement (UE) 2017/2195<sup>4</sup> (ci-après : « EBGL »)**

17. L'article 30 (1) b) de l'EBGL relatif à la méthodologie pour la détermination des prix de l'énergie d'équilibrage qui résulte de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage aux fins du processus de restauration de la fréquence et aux fins du processus de remplacement des réserves, fixe ce qui suit :

*Cette méthodologie :*

- a) *est fondée sur le prix marginal (rémunération au prix du clearing) ;*
- b) *définit l'influence de l'activation des offres d'énergie d'équilibrage pour des finalités autres que l'équilibrage sur le prix de l'énergie d'équilibrage, tout en garantissant qu'au moins les offres d'énergie d'équilibrage activées pour des finalités de gestion de la congestion interne ne déterminent pas le prix marginal de l'énergie d'équilibrage ;*
- c) *établit au moins un prix de l'énergie d'équilibrage pour chaque période de règlement des déséquilibres ;*
- d) *envoie des signaux de prix et des incitations corrects aux acteurs du marché ;*
- e) *tient compte de la méthode de fixation des prix aux échéances journalière et infrajournalière.*

#### **1.1.7. Règlement (UE) 2013/543<sup>5</sup> (ci-après : « règlement sur la transparence »)**

18. L'article 13 du règlement sur la transparence spécifie les informations relatives aux mesures de gestion de la congestion qui doivent être fournies par les GRT à ENTSO-e.

## **1.2. DROIT BELGE**

### **1.2.1. Loi électricité**

19. L'article 8, § 1<sup>er</sup>, alinéa 2, de la loi électricité dispose que :

*« Le gestionnaire du réseau est responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de transport, y compris ses interconnexions avec d'autres réseaux électriques, en vue d'assurer la sécurité d'approvisionnement.*

*À cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes :*

*4° gérer les flux d'électricité sur le réseau en tenant compte des échanges avec d'autres réseaux interconnectés et, dans ce cadre, assurer la coordination de l'appel des installations de production et la détermination de l'utilisation des interconnexions de*

---

<sup>4</sup> Règlement (UE) 2017/1485 de la Commission établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité.

<sup>5</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission concernant la soumission et la publication de données sur les marchés de l'électricité

*manière à assurer un équilibre permanent des flux d'électricité résultant de l'offre et de la demande d'électricité ;*

*5° assurer la coordination de l'appel aux installations de production et la détermination de l'utilisation des interconnexions sur la base de critères objectifs approuvés par la commission. Ces critères tiennent compte :*

*a) de l'ordre de préséance économique de l'électricité provenant des installations de production disponibles ou de transferts par interconnexion, ainsi que des contraintes techniques pesant sur le réseau ;*

*b) de la priorité à donner aux installations de production qui utilisent des sources d'énergie renouvelables, dans la mesure où la gestion en toute sécurité du réseau de transport le permet et sur la base de critères transparents et non discriminatoires, ainsi qu'aux installations qui produisent de la chaleur et de l'électricité combinée. Le Roi, après avis de la commission et en concertation avec les Régions, peut préciser les critères à respecter par une installation de production qui utilise des sources d'énergie renouvelables pour pouvoir bénéficier de cette priorité et déterminer les conditions techniques et financières à appliquer par le gestionnaire du réseau en la matière ;*

*c) de la minimisation de l'effacement de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ;*

*d) de la priorité à donner, pour des raisons de sécurité d'approvisionnement, aux installations de production utilisant des sources combustibles indigènes d'énergie primaire, dans une limite de 15 % de la quantité totale d'énergie primaire nécessaire pour produire l'électricité consommée en Belgique au cours d'une année civile ;*

20. L'article 23, § 2, 36° de la loi électricité dispose en outre que :

*« 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.*

*À cet effet, la commission :*

*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'Énergie. 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 ; »*

En ce qui concerne la compétence d'approbation de la CREG, la CREG fait référence au paragraphe 1 de la présente décision.

## 1.2.2. Le Code de bonne conduite électricité

21. L'article 122 du Code de bonne conduite électricité stipule par ailleurs :

*« Sans préjudice du maintien de l'intégrité, de la sécurité, de la fiabilité et de l'efficacité du réseau de transport et d'éventuelles autres responsabilités d'exploitation dont le gestionnaire du réseau de transport est chargé à l'égard du réseau de transport conformément au règlement technique, le gestionnaire du réseau de transport met en œuvre tous les moyens dont il dispose pour la gestion des congestions, conformément aux règles de gestion des congestions approuvées par la CREG conformément à l'article 23, § 2, deuxième alinéa, 36°, de la loi et contrôle le respect des dispositions légales applicables en termes d'ordre d'utilisation de ces moyens et, le cas échéant, les règles de priorité pour les unités de production d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables, ou pour les unités de production combinée de chaleur et d'électricité, telles que définies dans le règlement technique ; »*

22. L'article 240 du Code de bonne conduite électricité stipule par ailleurs sous le Titre 11.2 Dispositions transitoires :

*« Les contrats types visés à l'article 3, les règles d'équilibrage et les règles de gestion de la congestion, approuvés par la CREG en application de la loi et/ou du règlement technique avant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, seront modifiés par le gestionnaire du réseau de transport afin de les rendre conformes aux dispositions du présent Code de bonne conduite. Les modifications ainsi apportées seront soumises par le gestionnaire du réseau de transport à l'approbation de la CREG lors de la prochaine modification du document concerné pour toute autre raison, mais au plus tard dans un délai de dix-huit mois suivant l'entrée en vigueur du présent Code de bonne conduite, sauf convention préalable écrite et expresse avec la CREG ».*

## 2. ANTÉCÉDENTS

23. Le 4 mars 2021, la CREG a approuvé par la décision (B)2056 la proposition d'Elia relative aux règles de coordination et de gestion des congestions. La proposition approuvée décrit les règles d'exploitation appliquées par Elia en vue de coordonner les unités techniques soumises à la planification des indisponibilités et à des obligations relatives à la programmation, ainsi que les règles pour la gestion des risques de congestion.

24. Par lettre du 30 octobre 2023, Elia a soumis à l'approbation de la CREG une proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, en néerlandais, en anglais et en français (ci-après : « Proposition »). (Annexe I de la présente décision).

25. La Proposition introduit différentes modifications à l'égard des actuelles règles modifiées de coordination et de gestion des congestions. Cette Proposition est introduite parallèlement aux propositions de modification des conditions et méthodologies pour le responsable de la planification des indisponibilités (ci-après : « T&C OPA ») et le responsable de la programmation ou « scheduling agent » (ci-après : « T&C SA »), approuvées par la CREG le 11 décembre 2020 dans les décisions (B)2058 et (B)2057.

26. D'après Elia, les règles pour la coordination et la gestion de la congestion doivent être appréhendées d'un point de vue contextuel. Il s'agit autrement dit des droits et obligations d'Elia d'assurer la gestion sécurisée du réseau, compte tenu de l'impact et de l'utilisation de divers activités et services auxiliaires. Il y a donc application transversale.

27. La Proposition, ainsi que les propositions de modification des T&C OPA et T&C SA, introduisent plusieurs modifications par rapport à la situation actuelle et doivent être considérées, selon Elia, comme une dernière phase dans la période transitoire (ci-après : « phase 1 d'iCAROS ») qui prendra fin par la mise en place des nouveaux éléments de conception prévus dans une prochaine phase (ci-après : « phase 2 d'iCAROS »), tels que globalement proposés par Elia dans le cadre du projet iCAROS<sup>6</sup>.

28. Pendant la phase 1 d'iCAROS, les dispositions transitoires définies à l'Article 240 du Code de bonne conduite électricité sont encore en vigueur et une conformité totale avec le cadre juridique européen et belge n'a pas encore été atteinte.

Cette conformité avec le cadre juridique sera seulement atteinte avec la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS.

À la demande de la CREG, Elia a donc élaboré une planification pour l'élaboration et la mise en œuvre de la phase 2 d'iCAROS. Cette planification a été soumise pour consultation aux acteurs du marché, conjointement avec la Proposition et les propositions de modification des T&C OPA, T&C SA<sup>7</sup>.

29. Enfin, la nécessité de développer un cadre réglementaire pour les raccordements avec accès flexible a également été identifiée en 2023. Ce cadre réglementaire doit être élaboré en 2024 et entraînera également des modifications aux règles de coordination et de gestion des congestions.

---

<sup>6</sup> iCAROS = integrated Coordination of Assets for Redispatching and Operational Security. Informatie over het implementatieproject iCAROS en de ontwerpnota's zijn terug te vinden op <https://www.elia.be/nl/users-group/werkgroep-balancing/taskforce-icaros>

<sup>7</sup> Voir [https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606\\_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules](https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules), « Timing for iCAROS phase 2 » (en anglais)

### 3. CONSULTATION

30. Du 6 juin 2023 au 25 août 2023, soit pendant plus de onze semaines, Elia a organisé une consultation publique sur la Proposition.

31. La consultation publique s'est déroulée parallèlement aux propositions de modification des T&C SA et T&C OPA.

La planification et le contenu de la phase 2 d'iCAROS ont également été soumis pour consultation. Enfin, une note explicative en anglais a également été jointe lors de la consultation<sup>8</sup>.

32. Pendant la consultation publique, Elia a reçu six remarques non confidentielles des parties prenantes suivantes :

- la Belgian Offshore Platform (ci-après : « BOP ») ;
- Centrica ;
- Eneco Energy Trade SRL ;
- Febeg ;
- Febeliec ;
- Zandvliet Power SA.

Le rapport de consultation (Annexe 2 de la présente décision) examine les remarques individuelles.

33. La CREG examinera plus en détail les remarques et réponses des acteurs du marché et d'Elia dans la partie 4 de la présente décision, pour autant qu'elle ne soit pas d'accord avec la remarque de l'acteur du marché et/ou la réponse d'Elia à une remarque d'un acteur du marché. Les remarques et réponses visées dans le rapport de consultation et approuvées par la CREG, ne sont pas reprises dans la présente décision.

34. Compte tenu de ce qui précède, le comité de direction de la CREG décide, dans le cadre de la présente décision et en vertu de l'article 23, § 1<sup>er</sup>, de son règlement d'ordre intérieur, de ne pas organiser, en application de l'article 40, 2<sup>o</sup>, de son règlement d'ordre intérieur, de consultation sur la présente décision, étant donné qu'Elia a déjà organisé une consultation publique du 6 juin 2023 au 25 août 2023 compris.

La CREG juge cette consultation publique effective, étant donné qu'elle s'est tenue sur le site Web d'Elia, qu'elle était facilement accessible depuis la page d'accueil de ce site Web, et qu'elle était suffisamment documentée. De plus, Elia a organisé un workshop sur ce thème le 8 février 2023 et a envoyé un courriel à toutes les personnes enregistrées sur son site web.

Cette consultation publique a duré plus de onze semaines. La CREG estime que la durée de la consultation était suffisamment longue et que, par conséquent, la présente décision ne doit pas être soumise à une consultation publique.

---

<sup>8</sup> Voir [https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606\\_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules](https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20230606_public-consultation-on-the-t-c-opa-t-c-sa-and-the-rules), « T&C OPA, SA, Coordination Rules – Explanatory document » (en anglais)

## **4. ANALYSE DE LA PROPOSITION**

### **4.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION**

35. Les règles pour la coordination et la gestion de la congestion décrivent les droits et obligations d'Elia relatifs à la gestion sécurisée du réseau. Ces règles portent sur la coordination des unités techniques, la gestion des congestions au niveau national et la gestion des congestions au niveau international pour autant que ces éléments n'aient pas été décrits dans des méthodologies ou conditions européennes conformément aux règlements CACM, FCA ou SOGL, ou doivent être spécifiés à l'appui ou en complément de ces méthodologies ou conditions européennes.

Compte tenu de l'impact généré par l'application de diverses activités d'Elia aux services auxiliaires, ces règles de coordination et de gestion des congestions s'appliquent de manière transversale aux contrats types visés à l'article 3, § 1<sup>er</sup>, du Code de bonne conduite électricité et dont il faut donc tenir compte.

36. La Proposition introduit de nouveaux éléments de conception par rapport à la situation actuelle telle qu'appliquée par Elia et approuvée par la CREG dans sa décision (B)2056 du 4 mars 2021. En outre, des adaptations sont apportées conformément à celles demandées par la CREG dans sa décision (B)2056.

37. Les nouveaux éléments de design sont, premièrement, la suppression du concept de « Red Zones » et l'introduction du concept « Congestion Risk Indicator (CRI) ». Contrairement à une Red Zone, un CRI peut être bas, moyen ou élevé et est mis à jour au moins 3 fois par jour.

Une deuxième adaptation concerne la méthodologie pour la détermination des zones électriques ; le principe étant que les éléments du réseau fréquemment congestionnés doivent définir les limites des zones électriques.

En outre, Elia propose des adaptations au niveau du mécanisme de compensation pour le redispatching et de supprimer la possibilité d'accès au marché intrajournalier pour la compensation des échanges de contrepartie avec le Royaume-Uni.

38. À l'instar des T&C OPA et T&C SA, les règles de coordination et de gestion des congestions devront, elles aussi, être révisées en profondeur dans le cadre du projet iCAROS (voir le paragraphe 27 de la présente décision).

En outre, une révision est également nécessaire dans le cadre de l'élaboration d'un cadre réglementaire pour les unités à accès flexible (paragraphe 29 de la présente décision).

Chacune de ces révisions devra être consultée et faire l'objet d'une nouvelle demande d'approbation à la CREG.

### **4.2. DISCUSSION DU CONTENU DE LA PROPOSITION**

#### **4.2.1. Remarques générales en vertu de la décision (B)2056**

39. Dans sa décision (B)2056 du 4 mars 2021, la CREG demande à Elia de tenir compte des remarques formulées aux paragraphes 41, 43, 44, 45, 46, 47, 53, 57, 58, 67, 79, 82 et 103 de la décision (B)2056 dans sa proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions prévue dans le cadre du projet iCAROS.

40. La CREG constate qu'Elia a apporté les adaptations suivantes dans sa proposition afin de répondre aux remarques :

Premièrement, le Considérant (25) repris dans les règles actuelles de coordination et de gestion des congestions a été supprimé dans la Proposition. Ce considérant stipulait qu'en cas d'incohérence entre les T&C des services auxiliaires et les règles de coordination et de gestion des congestions, ces dernières prévalent sauf mention contraire explicite dans les règles.

La CREG approuve la suppression de ce considérant car il manquait de clarté quant à l'impact concret de cette clause sur les obligations contractuelles d'Elia et/ou de la partie contractante, adoptées dans le cadre des contrats types pour la fourniture de services auxiliaires. La CREG estime qu'il est ainsi satisfait aux remarques formulées aux paragraphes 43, 44, 45 et 46 de la décision (B)2056 de la CREG.

Deuxièmement, l'Article (8) « Critères pour des coûts acceptables » repris dans les règles actuelles de coordination et de gestion des congestions a été supprimé dans la Proposition. De même, les dispositions explicites ayant un impact direct sur les droits et obligations de l'OPA et du SA figurant à l'Article 6 « Règles pour demander une modification d'un état de disponibilité » et à l'Article 7 « Règles pour demander un Must-Run ou un May-Not-Run » ont été supprimées et remplacées par des références aux T&C respectifs.

La CREG approuve ces adaptations et estime qu'il est ainsi satisfait aux remarques formulées aux paragraphes 46, 72 et 76 de la décision (B)2056 de la CREG.

41. En revanche, la CREG constate que peu ou insuffisamment de modifications ont été apportées pour répondre aux autres remarques de la décision (B)2056 :

Premièrement, la CREG demande, au paragraphe 57 de la décision (B)2056, d'étendre la discussion sur les règles de gestion des congestions aux processus nationaux ayant lieu avant l'échéance journalière ou après l'échéance infrajournalière et donc de développer les principes et l'élaboration spécifique pour l'échéance « plusieurs semaines à l'avance » et en « quasi-temps réel/équilibre/temps réel », ainsi que les procédures spéciales telles que le Système d'Alerte en cas d'Urgence, qui ne figurent pas dans les méthodologies internationales.

La CREG estime que ces aspects ne sont pas suffisamment pris en compte dans la proposition d'Elia. Par conséquent, la CREG estime que la remarque formulée au paragraphe 57 de la décision (B)2056 de la CREG n'a pas été satisfaite et demande à Elia d'y donner suite dans une proposition ultérieure de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

Deuxièmement, la CREG constate qu'à l'Article 8 « Objectif de la gestion des congestions » de la Proposition, Elia a ajouté une référence aux méthodologies européennes pour l'établissement de modèles de réseau conformément aux codes de réseau européens CACM et SOGL et à la méthodologie pour l'application du *Dynamic Line Rating* (DLR) par Elia.

La CREG estime que cela ne répond que dans une mesure limitée à la demande de la CREG formulée au paragraphe 58 de la décision (B)2056 d'élaborer en détail et d'inclure dans les règles elles-mêmes les aspects de l'établissement de modèles de réseau individuels et du contrôle de qualité y afférent, ainsi que les règles pour le DLR pour les différents horizons temporels et processus. En ce qui concerne le modèle de réseau individuel, la CREG note que dans le cadre d'un incitant de la CREG « Improvement of the quality of input data for congestion management »<sup>9</sup>, Elia a publié en 2022 un rapport qui aborde largement ces aspects et sur lesquels il convient de continuer à travailler.

---

<sup>9</sup> Voir la décision (B)658E/73 de la CREG



Par conséquent, la CREG estime que la remarque formulée au paragraphe 58 de la décision (B)2056 de la CREG n'a pas été satisfaite et demande à Elia d'y donner suite dans une proposition ultérieure de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

Troisièmement, la CREG constate que l'Article 15 « Redispatching basé sur les coûts » n'a pas été modifié dans la Proposition. Le premier paragraphe de cet article contient une référence générale à l'Article 13.3 du Règlement électricité, qui prévoit quatre cas concrets où l'application d'un redispatching non basé sur le marché est autorisée.

La CREG constate qu'Elia n'indique pas quel cas concret elle invoque pour justifier une dérogation au redispatching basé sur le marché.

Par conséquent, la CREG estime que la remarque formulée au paragraphe 53 de la décision (B)2056 de la CREG n'a pas été satisfaite et demande à Elia d'y donner suite dans une proposition ultérieure de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

En d'autres termes, la CREG demande qu'Elia, avant l'introduction d'une proposition modifiée, rédige un rapport dans lequel elle justifie le choix d'un redispatching basé ou non sur le marché et le soumette aux acteurs du marché pour consultation. La CREG fait également référence ici à l'obligation légale du gestionnaire de réseau de rapporter annuellement au régulateur le développement et l'efficacité des mécanismes de redispatching basés sur le marché pour les unités de production d'électricité, les installations de stockage d'énergie et les installations de consommation, comme stipulé à l'Article 13(4) du Règlement 2019/943 et repris à l'Article 17(5) de la Proposition d'Elia.

42. Enfin, la CREG tient à souligner qu'elle examine et évalue la Proposition en tenant compte du contexte spécifique du projet iCAROS. En d'autres termes, la CREG tient explicitement compte dans cette décision du fait que la Proposition introduit de nouveaux éléments de conception par rapport à la situation actuelle et du fait que les règles dans le cadre du projet iCAROS seront révisées à court terme pour intégrer de nouveaux éléments de conception dans le cadre de l'élaboration du cadre réglementaire pour les unités à accès flexible et dans le cadre du projet iCAROS (comme c'est le cas, par exemple, dans les paragraphes ci-dessus).

#### **4.2.2. Remarques spécifiques formulées par les acteurs du marché lors de la consultation publique**

43. Centrica et la FEBEG ont formulé des remarques spécifiques sur la Proposition. Ces remarques portaient sur le timing de la publication des niveaux de CRI initiaux, sur la transparence de l'impact des CRI sur le filtrage des offres d'équilibrage et sur des questions relatives au mécanisme de compensation proposé.

44. Centrica invite Elia à revoir le calendrier de publication des niveaux de CRI. Dans le contexte actuel, Elia publie les niveaux de CRI initiaux pour le Jour J vers 22 h le Jour J-1. Étant donné qu'une publication anticipée de ces niveaux de CRI initiaux apporte des avantages opérationnels significatifs, Centrica demande qu'Elia les publie à 18 h le Jour J-1. En effet, les résultats du marché journalier, des programmes du SA et des nominations des BRP seront connus à ce moment-là.

Elia répond que les données d'entrée nécessaires pour effectuer les analyses de sécurité d'exploitation et déterminer les niveaux de CRI ne sont connues qu'à 20 h le Jour J-1. Elia publiera les niveaux CRI le plus tôt possible.

La CREG accueille favorablement la proposition de Centrica pour cette amélioration d'exploitation. La CREG confirme la réponse d'Elia selon laquelle les résultats des analyses de sécurité coordonnées au niveau régional<sup>10</sup> ne sont connus qu'après 22 heures le Jour J-1 et qu'ils constituent actuellement la base la plus correcte pour déterminer les niveaux de CRI initiaux, étant donné l'impact important des échanges transfrontaliers (importation, exportation, flux de transit) et des échanges au sein de zones de dépôt des offres voisines (« loop flows ») sur le réseau de transport belge.

La CREG constate toutefois que la publication des « Red Zones » actuelles se fait à 18 h sur la base des règles de coordination et de gestion des congestions approuvées. La CREG invite Elia à examiner la qualité des niveaux de CRI estimés à 18 h 00 et ceux estimés après 22 h 00.

La CREG demande à Elia de prévoir une publication anticipée si la qualité des niveaux de CRI estimés est fiable à 18 h 00 et demande à Elia de donner suite à cette demande dans une prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

45. En ce qui concerne la question de la FEBEG sur le suivi du filtrage des offres d'équilibrage parallèlement à la publication des niveaux de CRI, Elia renvoie aux règles d'équilibrage où ce suivi est prévu à la demande de différentes remarques lors de la consultation publique. La CREG est d'accord avec la réponse d'Elia.

46. En ce qui concerne la demande de la FEBEG d'établir un plan d'action pour limiter les cas de filtrage des offres d'équilibrage, ainsi qu'un feedback pour ajuster les critères en conséquence, Elia ne donne pas de réponse dans le rapport de consultation.

La CREG soutient pleinement cette demande de la FEBEG. La CREG estime qu'il est crucial qu'Elia surveille en permanence la qualité des prévisions de CRI et donc la nécessité et l'efficacité du filtrage des offres d'équilibrage dans le cadre de la gestion des congestions et qu'Elia mette tout en œuvre pour améliorer systématiquement ces prévisions de CRI et justifier ainsi les restrictions imposées. La CREG convient que ce suivi et cette publication sont absents du rapport mentionné au point 5 de l'Article 17 et à l'Article 18 de la Proposition. En termes de contenu, la CREG pense ici à des indicateurs de performance au niveau des éléments de réseau surveillés qui ont donné lieu à un RTS, comme par exemple, sur une base horaire, la limite thermique utilisée, la charge prévue et réalisée en N et N-1, les marges prévues pour la flexibilité et l'utilisation effective de ces marges.

La CREG demande à Elia de remplir cette exigence de suivi et de publication avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur son site web.

La CREG fait également référence dans ce cadre à la feuille de route proposée par Elia dans le cadre de l'incitant de la CREG « Improvement of Quality of input data for congestion management », mis en œuvre en 2022 (voir également la note de bas de page 9) et son exécution. Les résultats de l'exécution de cette feuille de route doivent être communiqués régulièrement à la CREG.

47. Tant la FEBEG que Centrica s'interrogent sur le mécanisme de compensation pour les activations du redispatching des offres d'énergie (ci-après : RD Energy Bids) prévu à l'Article 13. Sur base de sa description dans la section 6.2 de la note explicative, il semble qu'Elia pourrait également utiliser les RD Energy Bids ou même les tests de préqualification et de disponibilité du mFRR pour la compensation. La FEBEG indique qu'étant donné que la compensation ne doit pas se faire à un endroit spécifique, la compensation doit se faire par le biais d'une offre d'équilibrage et être rémunérée au prix basé sur le marché.

Elia confirme qu'elle propose effectivement d'utiliser uniquement les offres mFRR à des fins de compensation. La compensation se fera dans le quart d'heure où la (les) RD energy bid(s) sont

---

<sup>10</sup> Le processus coordonné au niveau régional dans la région Core (AT, BE, CZ, FR, DE/LU, HU, HR, NL, PL, RO, SLO, SK).

activées ou où les échanges de contrepartie ont lieu, en tenant compte des autres composantes qui déterminent le besoin de mFRR dans ce quart d'heure. Elia indique qu'elle clarifiera la note explicative dans ce sens. La CREG demande dès lors que cette clarification soit effectuée avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

La CREG peut accepter le principe selon lequel la compensation de la somme nette des RD Energy Bids (et les échanges de contrepartie aux frontières avec les zones de dépôt des offres voisines) pour un quart d'heure donné dans l'horizon temporel d'équilibrage se fait exclusivement par le biais d'offres d'équilibrage pour des raisons de transparence et de concurrence loyale. La CREG est d'accord avec le fait que ces compensations dans l'horizon temporel d'équilibrage soient donc également rémunérées au prix d'équilibrage. Ceci doit toutefois être clarifié dans la Proposition.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG demande une clarification de la section 6.2 de la note explicative et une clarification de l'article 13 de la Proposition. La CREG demande également à Elia de corriger les versions néerlandaise et française, au point 9 de l'article 12 de la Proposition (paragraphe 70 de la présente décision).

La CREG demande qu'Elia procède à toutes ces adaptations avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

48. Centrica comprend également que, sur base de la section 6.2 de la Proposition, Elia prévoit plusieurs options pour l'exécution de la compensation. Toutefois, Centrica déclare qu'il est difficile de comprendre (i) quels critères Elia utilisera pour déterminer quel mécanisme sera utilisé, (ii) quel sera l'impact direct et indirect sur les prix et en particulier dans les cas où des offres d'équilibrage réservées et/ou non réservées sont utilisées à des fins de gestion des congestions. Centrica demande également (iii) une meilleure description du processus de sélection dans les règles. Enfin, Centrica souligne que (iv) la sélection ne doit pas seulement être motivée par la sécurité du système et la minimisation des coûts, mais aussi refléter l'impact potentiel sur la concurrence.

Elia ne répond pas à ces questions dans le rapport de consultation. La CREG en déduit qu'Elia part du principe que la réponse selon laquelle seules les offres mFRR seront utilisées pour la compensation des RD Energy Bids, en tenant compte du netting du déséquilibre total du système sur le quart d'heure considéré, répond aux préoccupations mentionnées par Centrica.

La CREG comprend toutefois qu'il existe une ambiguïté quant à la manière dont Elia, lors de la sélection des RD Energy Bids, choisira entre les deux cas possibles énumérés au point 6.2 de la note, à savoir :

*« In order not to create imbalance on the grid, the activations of RD bids to solve operational security issues are compensated by Elia. Two cases are possible:*

- i. Elia requests the activation of two RD bids with the same volume but in opposite direction (one in upward direction and another one in downward direction) that both help reducing the operational security issue. In this case, the system balance is automatically preserved.*
- ii. Elia activates only one RD bid and requests the activation of another balancing bid ("compensation bid") in the opposite direction to maintain the balance of the grid ».*

Le choix de la manière dont une congestion donnée sera résolue, à savoir via une activation de deux RD Energy Bids de signe différent (option (i)), ou via un RD energy bid suivi d'une offre de compensation (option (ii)), précède la discussion sur la manière dont la compensation de la somme nette du (des) RD energy bid(s) dans l'horizon temporel d'équilibrage doit être effectuée. La CREG partage l'avis de Centrica selon lequel il subsiste une incertitude quant à la manière dont Elia choisira entre l'option (i) et l'option (ii) et quant à l'impact de ce choix sur les prix du marché.

Étant donné la proposition d'Elia de considérer les offres de compensation comme l'une des composantes déterminant le déséquilibre total sur un quart d'heure donné, le choix entre l'option (i) et l'option (ii) a un impact sur les volumes d'équilibrage et le prix de déséquilibre.

En outre, le déséquilibre du système et le prix de déséquilibre ne sont pas connus au moment où Elia sélectionne les RD Energy Bids. Il n'est donc pas clair si et comment Elia minimisera les coûts de gestion des congestions en choisissant l'option (i) ou l'option (ii). Enfin, la position ouverte d'Elia suite à la gestion des congestions et son impact éventuel sur le marché de l'équilibrage doivent être surveillés.

La CREG demande dès lors à Elia, suite aux remarques des acteurs du marché, d'expliquer dans une note explicative avant la publication de la Proposition approuvée comment la pondération entre l'option (i) et l'option (ii) sera effectuée lors de la sélection des RD Energy Bids. À cet égard, la CREG demande à Elia de contrôler l'impact concret de l'option (ii) sur le marché de l'équilibrage, en tenant compte de la disposition de l'Article 30(1)b) de l'EBGL. Ce retour d'expérience doit être utilisé pour améliorer et/ou modifier éventuellement le concept proposé. Les résultats de ce suivi doivent être communiqués régulièrement à la CREG.

#### **4.2.3. Introduction et discussion par article**

##### **4.2.3.1. Considérants**

49. La CREG constate qu'il manque une référence au cadre légal relatif aux unités ayant un raccordement à accès flexible, visé à l'Article 9(3)(c) de la Proposition. La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

##### **4.2.3.2. Introduction**

50. La CREG ne formule aucune remarque concernant les modifications apportées dans l'introduction de la Proposition.

##### **4.2.3.3. Article 1<sup>er</sup> : Objet et champ d'application**

51. En ce qui concerne l'Article 1 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

52. La CREG note toutefois que le champ d'application devra être étendu lors de la modification de la proposition dans le cadre de l'élaboration du cadre réglementaire pour les raccordements à accès flexible prévue en 2024.

53. La CREG se réfère en outre au paragraphe 41 de la présente décision, avec les éléments encore manquants dans la Proposition pour compléter l'objet et le champ d'application mentionnés à l'article 1 et plus particulièrement le champ d'application mentionné à l'article 1§2 (ii) et à l'article 1§2 (iii). La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

4.2.3.4. Article 2 : Publication et entrée en vigueur des règles

54. En ce qui concerne l'article 2 de la proposition de règles pour la coordination et la gestion des congestions, les parties du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG n'ayant pas non plus de remarques, elle approuve l'article 2.

4.2.3.5. Article 3 : Définitions et interprétations

55. En ce qui concerne l'article 3 de la proposition de règles pour la coordination et la gestion des congestions, les parties du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG constate que dans la version néerlandaise, les termes anglais « Residual load » (en français : « Charge résiduelle ») ont été traduits par « Restspanning ». La CREG demande que cette erreur soit corrigée avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

4.2.3.6. Article 4 : Objet de la coordination des unités techniques

56. En ce qui concerne l'article 4 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG estime qu'une référence aux T&C SA au paragraphe 3 de l'article 4, qui traite de la coordination de la puissance active prévue, améliorerait la lisibilité de ce paragraphe. La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

4.2.3.7. Article 5 : Moyens de coordination

57. En ce qui concerne l'article 5 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG ne formule pas davantage de remarques et approuve donc l'article 5.

4.2.3.8. Article 6 : Règles pour demander une modification d'un état de disponibilité

58. En ce qui concerne l'article 6 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG se réfère aux adaptations effectuées conformément à la décision (B)2056 de la CREG (paragraphe 40 de la présente décision) et n'a pas d'autres remarques à formuler. Par conséquent, la CREG approuve l'article 6.

4.2.3.9. Article 7 : Règles pour demander un Must-Run ou un May-Not Run

59. En ce qui concerne l'article 7 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG estime toutefois que la référence au « respect des restrictions temporaires de capacité de puissance active » (en anglais : « respecting the temporary active power capability restrictions during the period for which Elia requests the Must-Run or May-Not-Run ») n'est pas suffisamment claire. La

CREG demande que le contenu de ce paragraphe soit clarifié et que la terminologie utilisée dans la traduction néerlandaise soit vérifiée. La CREG demande qu'Elia procède à cette (ces) adaptation(s) avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

#### 4.2.3.10. Article 8 : Objectif de la gestion des congestions

60. En ce qui concerne l'article 9 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG renvoie à sa remarque au paragraphe 41 de la présente décision, deuxième point. La CREG ne formule aucune remarque complémentaire à ce sujet.

#### 4.2.3.11. Article 9 : Actions correctives pour la gestion des congestions

61. En ce qui concerne l'article 9 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

Dans le cadre de la précédente consultation sur les règles de coordination et de gestion des congestions, approuvée par la CREG dans sa décision (B)2056, un acteur du marché avait demandé plus de transparence en ce qui concerne l'article 10 (désormais article 9), point 2.a.ii. Plus précisément, la question a été posée de savoir où trouver les informations sur les possibilités de modifications topologiques et/ou de prises PST, car cela reste flou à l'heure actuelle.

Aussi la CREG a demandé dans sa décision (B) 2056 que « Elia veille à ce que la proposition de modification des règles pour la coordination et la gestion de la congestion, qui sera soumise dans le cadre du projet iCAROS, apporte une réponse structurelle à la demande d'une plus grande transparence sur l'utilisation des mesures topologiques et des PST, pour autant que cela ne soit pas déjà défini dans des méthodologies internationales. Cela doit se faire en concertation avec la CREG et les parties prenantes ».

La CREG demande à nouveau qu'Elia ajoute à l'article 9, point 2.a.ii. la référence à l'endroit où ces informations peuvent être trouvées ou qu'elle la complète dans les règles. La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

62. En ce qui concerne l'article 9, point 2.c, la CREG constate que, dans la version néerlandaise de la proposition, Elia fait référence à la possibilité de « délester » une « unité technique de production d'électricité » à accès flexible.

La CREG constate premièrement que le champ d'application de l'article 9, point 2.c. doit en principe être étendu aux *installations de stockage d'énergie et aux installations de consommation*, étant donné qu'elles peuvent également bénéficier d'un accès flexible sur la base de l'article 61 du Code de bonne conduite.

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

63. La CREG note ensuite que l'article 61, point 4 du Code de bonne conduite électricité fait référence à la *possibilité de réduire la capacité flexible mise à disposition* et pas seulement au délestage de l'unité technique. La formulation de la version néerlandaise s'en écarte et doit être alignée sur celle de la version anglaise (« curtailment of the capacity connected with flexible access ») et de la version française (« réduction de la capacité raccordée avec accès flexible »).

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

4.2.3.12. Article 10 : Règles pour choisir entre les Actions Correctives Curatives, Préventives ou de Restauration

64. En ce qui concerne l'article 10 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG constate que l'article 3 « Définitions et interprétations » de la proposition ne définit que les termes « actions correctives de restauration » et « actions correctives préventives ».

En outre, sur la base de l'article 10 de la proposition, la CREG comprend qu'il n'y a que deux catégories d'actions correctives. La CREG demande que le même terme soit utilisé de manière cohérente et qu'aucun synonyme ne soit introduit. Par conséquent, sur la base des termes définis, le titre de l'article 10 pourrait être libellé comme suit : « Règles pour choisir entre les actions correctives de restauration ou préventives ». En outre, dans la version néerlandaise, la référence à un « Onvoorziene gebeurtenis » (Événement imprévu) devrait être remplacée par le terme « Incident » (Incident) tel que défini dans la liste de définitions.

La CREG demande qu'Elia procède à ces adaptations avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

4.2.3.13. Article 11 : Principes pour l'activation d'actions correctives après la clôture du marché journalier

65. En ce qui concerne l'article 11 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation. Toutefois, compte tenu de certaines questions et remarques générales des acteurs du marché, la CREG estime que cet article doit être complété afin de donner un meilleur aperçu des principes pour l'activation des actions correctives après la clôture du marché journalier.

66. Premièrement, la CREG constate que le point 6 de l'article 11 de la Proposition introduit une adaptation importante par rapport à la pratique actuelle :

*Elia active les actions correctives en temps utile, mais aussi proche du temps réel que possible, afin de limiter l'impact de ces actions correctives sur le marché, en tenant compte des caractéristiques et des exigences spécifiques pour l'activation des actions correctives (telles que la coordination avec les GRT voisins, les spécifications pour les RD Energy Bids, etc.)*

La CREG comprend que cette proposition d'adaptation doit être lue dans le contexte de la proposition d'Elia de supprimer le concept de « Red Zones » et de le remplacer par le concept de niveaux de CRI combinés à la *liberté de dispatching en infrajournalier*, et ce au moins jusqu'au « RD Gate Closure Time (RD GCT) », sauf si un RD Energy bid a été activé sur l'unité technique ou si un must-run/may-not-run a été demandé conformément aux T&C SA.

La CREG demande donc qu'Elia fasse le lien avec les concepts « niveau de CRI » et « RD GCT » à l'article 11 de la proposition, ceci afin de clarifier comment le niveau de CRI d'une zone donnée et le moment (avant ou après le RD GCT) influencent la sélection et l'activation des actions correctives.

Dans ce contexte, la CREG se réfère à la demande de clarification formulée par les acteurs du marché lors de la consultation concernant le choix du mécanisme de résolution des congestions par le biais d'une combinaison de RD Energy Bids, ou d'une combinaison d'un RD Energy Bid avec une offre de

compensation (voir paragraphe 48 de la présente décision). Dans cette optique également, la CREG estime qu'il est nécessaire de compléter les points 2 et 6 de l'article 11.

La CREG demande qu'Elia procède à ces adaptations à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

67. La CREG note que le point 4 de cet article renvoie à la réservation de mesures topologiques pour la sécurité d'exploitation en quasi-temps réel. Comme déjà indiqué au paragraphe 53 de la décision (B) 2056 reprise au paragraphe 41, alinéa premier, de la présente décision, la CREG est d'avis qu'Elia doit développer les règles existantes valables pour la coordination et la gestion des congestions dans cette échéance dans la proposition de modification des règles pour la coordination et la gestion des congestions, qui sera soumise dans le cadre du projet iCAROS.

68. La CREG se réfère également, au point 4, à la demande de transparence sur la portée des positions de la prise réservées aux différents horizons temporels (paragraphe 61 de la présente décision).

69. Enfin, plus fondamentalement, la CREG note qu'avec la Proposition, Elia prévoit d'évoluer vers une gestion des congestions en *quasi-temps réel*, conformément au modèle de marché zonal avec *liberté de dispatching* en journalier et infrajournalier. La CREG comprend que la proposition d'évoluer vers une gestion des congestions en *quasi-temps réel* est motivée par l'ambition de faciliter l'intégration au marché et au système de la production d'électricité renouvelable, des installations de stockage d'énergie et de la flexibilité de la demande. La CREG note toutefois qu'au point 6 de l'article 11, Elia fait référence à la coordination avec les GRT voisins (voir l'extrait au paragraphe 66 ci-dessus) et qu'il n'existe actuellement aucune coordination régionale en *quasi-temps réel* entre les GRT. Cette absence de coordination régionale en *quasi-temps réel* a déjà donné lieu à une position unanime de tous les GRT principaux selon laquelle il est impossible d'atteindre l'exigence de 70 % visée à l'Article 16(8) du Règlement CEP en infrajournalier, et encore moins pour l'horizon temporel d'équilibrage.

La CREG se demande si, en poursuivant cette stratégie, la *liberté de dispatching* en infrajournalier, suivie d'une gestion des congestions en quasi-temps réel au niveau national, ne sera pas également menacée. La CREG estime qu'une discussion fondamentale sur les conséquences de l'absence d'un processus coordonné entre les GRT afin de garantir la sécurité du système en temps réel, et ce dans un modèle de marché zonal prévoyant la présence de congestions internes (structurelles) et de flux de bouclage (élevés), est nécessaire.

La CREG demande que, à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, Elia examine cette question fondamentale et définisse les mesures à prendre dans le cadre des processus nationaux et européens afin de garantir la liquidité des marchés à l'horizon temporel infrajournalier et d'équilibrage.

#### 4.2.3.14. Article 12 : Échange de contrepartie et redispatching transfrontalier

70. En ce qui concerne l'article 12 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques spécifiques lors de la consultation.

La CREG constate toutefois que les versions néerlandaise et française du point 9 de l'article 12 diffèrent de la version anglaise. La CREG comprend que les versions néerlandaise et française peuvent prêter à confusion quant à l'utilisation des RD Energy Bids à des fins de compensation, comme l'ont fait remarquer les acteurs du marché lors de la consultation (paragraphe 47 de la présente décision).

La CREG demande qu'Elia corrige les versions néerlandaise et française avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.



71. La CREG estime que le point 11 de l'article 12 est plutôt vague. La CREG demande à Elia de préciser sur quelles frontières belges les accords bilatéraux sont partagés avec les coordinateurs régionaux de la sécurité et pour quels processus.

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

72. En ce qui concerne l'échange de contrepartie spécifique, la CREG se réfère au paragraphe 75 de la présente décision. Si l'échange de contrepartie n'est utilisé qu'à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni, il est préférable de le préciser dans cet article 12.

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

73. Enfin, la CREG constate que l'article 12 – tel que décrit au point 2 de l'article 12 – décrit les processus bilatéraux actuellement appliqués par Elia et les GRT voisins, dans l'attente de l'entrée en vigueur et de l'exécution des processus coordonnés au niveau régional. Ces processus bilatéraux seront largement remplacés par les processus coordonnés régionaux planifiés. Toutefois, tant qu'un processus régional coordonné en quasi-temps réel n'est pas prévu et mis en œuvre (paragraphe 69 de la présente décision), les processus bilatéraux pour les échanges de contrepartie et le redispatching transfrontalier resteront nécessaires.

#### 4.2.3.15. Article 13 : Activation du mécanisme de compensation pour la neutralisation de l'impact de l'activation des RD Energy Bids sur le déséquilibre du système

74. En ce qui concerne l'article 14, la CREG se réfère aux remarques formulées par les acteurs du marché lors de la consultation et à la nécessité d'une clarification, d'un contrôle et d'un suivi tels que discutés aux paragraphes 47 et 48 de la présente décision.

75. En outre, la CREG note que la référence explicite à l'échange de contrepartie à *la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni* (propre soulignement) complique la lisibilité de cet article. La CREG propose qu'Elia fasse référence, à l'article 13, à l'échange de contrepartie en général. Le fait que l'échange de contrepartie ne soit actuellement utilisé qu'à la frontière entre la Belgique et le Royaume-Uni peut être précisé à l'article 12.

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

#### 4.2.3.16. Article 14 : Dispatching prioritaire

76. Les acteurs du marché ne formulent pas de remarques spécifiques sur l'article 15 de la Proposition.

77. La CREG constate que l'obligation de dispatching prioritaire de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables ou de cogénération à haut rendement, décrite à l'article 13 du Règlement électricité, s'applique également au réglage des unités à accès flexible.

78. La CREG estime qu'Elia doit étendre, au point 1 de l'article 14, la référence à l'action corrective visée à l'article 9, alinéa 2, b), à savoir les RD Energy Bids, à l'action corrective visée à l'article 9, alinéa 2, c), à savoir la possibilité de réduire la capacité flexible mise à disposition des unités à accès flexible. La CREG renvoie à ce propos à sa remarque formulée au paragraphe 62 de la présente décision.

La CREG demande qu'Elia intègre ce considérant à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

#### 4.2.3.17. Article 15 : Redispatching basé sur les coûts

79. Les acteurs du marché ont réagi à la Proposition relative à la rémunération basée sur les coûts pour le redispatching. La BOP dénonce l'absence de justification solide pour demander l'exemption des mécanismes basés sur le marché concernant la gestion des congestions. La FEBEG a également soulevé cette question lors de la consultation sur la version actuellement approuvée des règles de coordination et de gestion des congestions (voir décision (B)2056). La CREG partage l'avis des acteurs du marché selon lequel une telle justification fait défaut à ce jour.

La CREG renvoie au paragraphe 41 de la présente décision où la CREG souligne la nécessité d'une analyse et d'une justification approfondies du choix entre un redispatching basé sur le marché et un redispatching non basé sur le marché. Ceci tant dans le cadre de l'élaboration du cadre réglementaire pour les unités à accès flexible (où, entre autres, le facteur « congestion structurelle » constitue un défi) que dans le cadre de l'élaboration de la phase 2 d'iCAROS (où, entre autres, l'extension du champ d'application des T&C SA conduira à une plus grande liquidité des ressources pour la gestion des congestions).

La CREG demande qu'Elia procède à cette adaptation à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

#### 4.2.3.18. Article 16 : Indicateur de risque de congestion

80. L'Article 16 relatif à la détermination des indicateurs de risque de congestion est nouveau (voir l'introduction de nouveaux éléments de conception au paragraphe 37 de la présente décision). Il remplace l'article 17 des règles actuelles de coordination et de gestion des congestions qui traite des « Red Zones ».

L'article décrit les éléments/points suivants :

- 1) L'identification des zones électriques et des éléments du réseau surveillés
- 2) La détermination des niveaux de CRI
- 3) L'utilisation des niveaux de CRI dans le cadre de la gestion des congestions
- 4) La communication des niveaux de CRI aux parties prenantes, à savoir les responsables de la programmation (AS) et les fournisseurs de services d'équilibrage (BSP).

81. Centrica et la FEBEG ont formulé des remarques sur cet article dans le cadre de la consultation. Centrica fait référence à la pratique actuelle qui consiste à ne publier les niveaux de CRI initiaux (*Red Zones*) que vers 22 heures et indique qu'il y aurait des avantages significatifs à des fins opérationnelles si les niveaux de CRI initiaux étaient publiés plus tôt.

La CREG estime qu'il est utile d'examiner cette proposition et renvoie à ce qu'elle énonce au paragraphe 44 de la présente décision. La FEBEG demande un suivi et un plan d'action pour réduire les cas de filtrage des offres d'équilibrage. La CREG approuve cette proposition et renvoie à ce qu'elle énonce au paragraphe 46 de la présente décision.

82. En ce qui concerne le point 1), l'identification des zones électriques et des éléments de réseau surveillés, la proposition d'Elia consiste à ce que les éléments de réseau pour lesquels Elia détecte des risques de congestion pertinents déterminent les limites des zones électriques. La CREG est

d'accord avec ce principe et note que ce principe s'applique également dans le cadre européen plus large relatif à la révision des configurations des zones d'offre (voir l'Article 32 du CACM et l'Article 14 du Règlement CEP).

La CREG constate toutefois que la description dans la Proposition reste qualitative. La CREG invite Elia, sur la base du *Retour d'Expérience*, à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, à compléter par des critères quantitatifs la description de l'Article 16, point 1), relative à l'identification des zones électriques et des éléments de réseau surveillés. Le suivi et l'analyse demandés au paragraphe 46 de la présente décision, servent de contribution à cette fin.

83. En ce qui concerne le point 2), à savoir la détermination des niveaux de CRI, la CREG constate que la méthodologie proposée constitue une amélioration par rapport à la méthodologie actuelle de détermination des *Red Zones*. Ainsi, après la détermination initiale au Jour J-1, les niveaux de CRI sont mis à jour au moins trois fois au cours du Jour J ; une distinction explicite est proposée entre le niveau de CRI moyen et le niveau de CRI élevé (auparavant tous deux étiquetés « Red Zone ») et, pour les zones avec un CRI moyen, la limite de puissance active zonale est continuellement mise à jour. La CREG accueille favorablement ces améliorations.

La CREG note qu'un CRI moyen est établi pour une zone électrique si la limite de puissance active zonale est inférieure à un seuil spécifique, et que ce seuil spécifique est déterminé au stade de l'analyse zonale de sécurité N-1 en calculant la flexibilité restante dans chaque zone. La CREG estime que cette description n'est pas suffisamment claire. Sur la base d'une concertation orale avec Elia à ce sujet, la CREG comprend qu'Elia propose de ne prendre en compte que les volumes relatifs à la flexibilité explicitement offerte pour l'aFRR et le mFRR. Toutefois, étant donné que les volumes offerts pour l'aFRR et le mFRR dans une zone donnée et pour un quart d'heure donné ne sont pas encore connus au moment des analyses zonales de sécurité N-1, Elia pronostiquera ces volumes sur la base de données historiques. La CREG demande que la description de l'Article 16, point 2), relative à la détermination des niveaux de CRI moyens soit clarifiée dans ce sens.

La CREG demande qu'Elia procède à ces adaptations à l'Article 16 à l'occasion de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

À cet égard, la CREG demande qu'Elia intègre d'abord dans la note explicative la méthodologie relative à la prévision de ces volumes sur la base de données historiques et au niveau des zones électriques, avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

La CREG demande ensuite que cette méthodologie – avec les adaptations ou les affinements éventuels – soit reprise dans la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, dans une annexe supplémentaire ou non.

84. Enfin, la CREG note que, lorsqu'il est fait référence à la méthodologie de détermination des niveaux de CRI, il est fait référence au paragraphe 2 iii), 1.iv) et vi), alors que c'est peut-être le paragraphe 2 iii), iv), v) et vi) qui est visé.

La CREG demande à Elia de vérifier et, le cas échéant, de corriger la référence à la méthodologie CRI à différents endroits dans la proposition et dans les différentes versions linguistiques, et ce avant que la proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

85. En ce qui concerne le point 3), l'utilisation des niveaux de CRI dans le cadre de la gestion des congestions, Elia indique que le niveau de CRI sert de contribution pour trois finalités : (i) évaluer le besoin d'actions correctives ; (ii) sélectionner les points de livraison dans les offres d'équilibrage et (iii) obliger ou non les unités techniques à retourner à leur dernier Programme Journalier valide en cas de déviations par rapport aux CRI.

La CREG constate que les principes proposés constituent une amélioration par rapport à la situation actuelle où les unités techniques soumises aux obligations des T&C SA ne disposent plus de la « liberté de dispatching » en infrajournalier à partir du moment où la zone électrique est définie comme une « Red Zone ». En outre, les règles actuelles de coordination et de gestion des congestions prévoient déjà un retour obligatoire au dernier Programme Journalier validé.

La CREG constate toutefois que les acteurs du marché sont généralement préoccupés par l'impact du retour obligatoire au dernier Programme Journalier valide (ledit « Return to Schedule » ou RTS). Bien que ce principe soit explicitement prévu à l'article 131 §1 9° du Code de bonne conduite électricité, à décrire comme une modalité dans les T&C SA, la CREG comprend les préoccupations des acteurs du marché selon lesquelles cette possibilité peut donner lieu à des restrictions trop fréquentes et/ou inutiles pour les acteurs du marché.

La CREG estime qu'Elia a le devoir de minimiser le risque de restrictions inutiles en combinant une modélisation précise du réseau et des prévisions de charge, une résolution spatiale fine des zones électriques, des mises à jour fréquentes des CRI en infrajournalier et – comme l'a également indiqué Elia en réponse au rapport de consultation – un RD GCT plus proche du temps réel.

Enfin, la CREG constate que si, du côté du gestionnaire de réseau, des restrictions trop fréquentes et trop impactantes sont imposées aux acteurs du marché, c'est-à-dire structurellement, l'hypothèse de la « plaque de cuivre » qui constitue la base d'un modèle de marché zonal n'est plus respectée. La CREG renvoie dans ce cadre à l'article 14 du Règlement électricité relatif à la révision des zones de dépôt des offres.

86. Enfin, la CREG constate que l'impact d'un niveau de CRI sur la limitation de la puissance flexible des unités à accès flexible devra encore être défini.

La CREG demande à Elia de tenir compte des remarques susmentionnées lors de la prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions.

#### *4.2.3.19. Article 17 : Suivi*

87. Dans sa réponse à la consultation, la BOP formule la remarque qu'Elia ne prévoit pas le suivi et le rapportage des cas où elle refuse les adaptations demandées à la planification des indisponibilités. La CREG convient qu'un tel suivi est pertinent.

La CREG demande à Elia d'inclure la référence à ce suivi à l'Article 17 et de le faire avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

88. La CREG demande à Elia d'étendre le rapport mentionné au point 5 de l'Article 17 relatif à la détermination des niveaux de CRI, des zones électriques et des éléments du réseau surveillés, avec un suivi permettant de suivre la qualité de prévision des niveaux de CRI (voir paragraphe 46 de la présente décision), et ce avant que la Proposition approuvée ne soit publiée sur le site web d'Elia.

#### *4.2.3.20. Article 18 : Publication des informations*

89. En ce qui concerne l'article 18 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG ne formule pas non plus de remarque à ce sujet.

4.2.3.21. Article 19 : Langue

90. En ce qui concerne l'article 19 de la Proposition, les acteurs du marché n'ont pas formulé de remarques lors de la consultation.

La CREG renvoie au paragraphe 70 de la présente décision.

## 5. DÉCISION

Conformément à l'article 59.10 de la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la Directive 2012/27/UE, à l'article 8, § 1<sup>er</sup>, 5°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et à l'article 122 du Code de bonne conduite du 20 octobre 2022 établissant les conditions de raccordement et d'accès au réseau de transport et les méthodes pour le calcul ou la détermination des conditions en ce qui concerne la dispense de services auxiliaires et d'accès à l'infrastructure transfrontalière, en ce compris les procédures pour l'attribution de capacité et la gestion des congestions, la CREG approuve la proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions de la S.A. Elia Transmission Belgium, soumise par lettre le 30 octobre 2023.

Avant que les modifications approuvées de la Proposition puissent entrer en vigueur, la CREG demande que la S.A. Elia Transmission Belgium apporte des clarifications et des améliorations à la Proposition, telles qu'exposées aux paragraphes 46; 47; 49; 55; 56; 59; 63; 64; 70; 75; 82; 83 (concernant les corrections linguistiques) ; 84; 87 et 88 de la présente décision.

La S.A. Elia Transmission Belgium doit en ce sens communiquer la Proposition adaptée à la CREG avant que la Proposition ne soit publiée sur le site web de la S.A. Elia Transmission Belgium.

En outre, la CREG demande que la S.A. Elia Transmission Belgium tienne compte des remarques formulées aux paragraphes 46 et 48 de la présente décision.

Enfin, la CREG demande que la S.A. Elia Transmission Belgium tienne compte, lors d'une prochaine proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions, des remarques formulées aux paragraphes 41; 44; 49; 53; 61; 62; 66; 67; 69; 71; 72; 78; 79; 82; 83 et 86 de la présente décision.

///

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

Laurent JACQUET  
Directeur

Ilse TANT  
Directeur

Koen LOCQUET  
Président du Comité de direction

# **ANNEXE 1**

## **Proposition de modification des règles de coordination et de gestion des congestions**

23 octobre 2023 – Version néerlandaise, française et anglaise

## **ANNEXE 2**

### **Rapport de consultation portant entre autres sur les règles de coordination et de gestion des congestions**

23 octobre 2023 – Version anglaise