CREG

Commission de Régulation
de l'Électricité et du Gaz

Décision

(B)2136
22 octobre 2020

Décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA TRANSMISSION BELGIUM, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones

Prise en application de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur 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. Cadre légal européen 4
1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) 4
1.1.2. 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 6
1.1.3. 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 6
1.2. Cadre légal national 7
1.2.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité 7
2. ANTECEDENTS 9
2.1. Généralités 9
2.2. ConsultationS 10
2.2.1. Des autorités de régulation concernées 10
2.2.2. Des autres parties prenantes 10
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION 13
3.1. Objectif de la proposition 13
3.2. Impact des flux de bouclage sur la capacite D'ECHANGE entre zones 14
3.3. Champ d'application 14
3.4. Contrôle du respect 15
4. DECISION 16
ANNEXE 1 17
ANNEXE 2 18
ANNEXE 3 19

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») examine ci-dessous la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : « Elia »), d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones (ci-après : « la demande de dérogation »), et ce en vertu de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte) (ci-après : « le règlement électricité »).

Le 15 septembre 2020, la CREG a reçu par courrier d'Elia la demande de dérogation en langue anglaise. Conformément aux accords conclus entre la CREG et Elia, la CREG a reçu le 1er octobre 2020 une version française de la demande de dérogation d'Elia. C'est sur cette version française de la demande de dérogation, jointe en ANNEXE 1, que porte la présente décision.

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la demande de dérogation, y compris la consultation publique organisée par la CREG. Dans la troisième partie, la CREG analyse la proposition. 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 10 décembre 2020.

1. CADRE LEGAL

1. Le présent chapitre rappelle le cadre légal applicable à la demande de dérogation d'Elia. Ce cadre légal se compose de la législation européenne et nationale.

1.1. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

1.1.1. Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

2. La section 1 du chapitre III du règlement électricité (« Accès au réseau et gestion de la congestion ») traite de l'allocation de la capacité de transport (entre zones). L'article 14 décrit le processus d'une éventuelle révision de la configuration des zones de dépôt des offres afin d'éviter les congestions structurelles. L'article 15 impose aux Etats membres, après l'identification de la congestion structurelle, d'élaborer un plan d'action destiné à réduire ces congestions structurelles au cours d'une période de quatre ans.

3. L'article 16 du règlement électricité comporte les principes généraux d'allocation de capacité et de gestion de la congestion. En particulier, les gestionnaires de réseau de transport sont tenus de mettre à la disposition des échanges entre zones, de manière non discriminatoire, au moins 70 % de la capacité de transport.

> *1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, fondées sur le marché, 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.*
>
> *(…)*
>
> *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 œuvre de la méthodologie pour la répartition des coûts du redispatching et des échanges de contrepartie.*
>
> *5. Les capacités sont allouées sous la forme de ventes aux enchères explicites des capacités ou de ventes aux enchères implicites à la fois des capacités et de l'énergie. Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges infrajournaliers, un régime de continuité est appliqué, qui peut être complété par des ventes aux enchères.*
>
> *6. En cas de congestion, les offres valables les plus élevées pour la capacité de réseau, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement, présentant la valeur la plus élevée*

pour les capacités de transport limitées dans un délai donné, sont retenues. Sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement (CE) no 1228/2003, de l'article 17 du règlement (CE) no 714/2009 ou de l'article 63 du présent règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'allocation de capacité est interdite.

7. Les capacités peuvent faire librement l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le gestionnaire de réseau de transport soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un gestionnaire de réseau de transport refuse un échange (une transaction) secondaire, il notifie et explique clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les acteurs du marché et en informe l'autorité de régulation.

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 bouclage et les flux internes pour chaque élément critique de réseau.

9. À la demande des gestionnaires de réseau de transport d'une région de calcul de la capacité, les autorités de régulation concernées peuvent accorder une dérogation au paragraphe 8 pour des motifs prévisibles lorsque cela s'avère nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation. Une telle dérogation, qui ne peut porter sur une réduction de capacités déjà allouées en vertu du paragraphe 2, est accordée pour une durée maximale d'un an à la fois ou, à condition que l'étendue de la dérogation diminue de manière significative après la première année, pour une durée maximale de deux ans. L'étendue de ces dérogations se limite strictement à ce qui est nécessaire pour maintenir la sécurité d'exploitation et évite toute discrimination entre les échanges internes et ceux entre zones.

Avant d'accorder une dérogation, l'autorité de régulation concernée consulte les autorités de régulation des autres États membres faisant partie des régions de calcul de la capacité concernées. Lorsqu'une autorité de régulation marque son désaccord avec la dérogation proposée, l'ACER décide si cette dérogation devrait être accordée en vertu de l'article 6, paragraphe 10, point a), du règlement (UE) 2019/942. La justification et la motivation de la dérogation sont publiées.

Lorsqu'une dérogation est accordée, les gestionnaires de réseau de transport concernés élaborent et publient une méthode et des projets qui fournissent une solution à long terme au problème que la dérogation cherche à résoudre. La dérogation prend fin à l'expiration du délai prévu pour la dérogation ou lorsque la solution est appliquée, la date la plus proche étant retenue.

(…)

11. Dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion touchée par une congestion afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. En tenant pleinement compte de la sécurité du réseau, les transactions qui diminuent la congestion ne sont pas refusées.

(…)

1.1.2. 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

4. Les missions d'une autorité de régulation sont définies à l'article 59 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 (ci-après : « la directive électricité »). Ces missions comportent entre autres le contrôle du respect par leurs GRT des dispositions de l'article 16 du règlement électricité.

1. L'autorité de régulation est investie des missions suivantes:

(…)

h) assurer que les gestionnaires de réseau de transport mettent à disposition des capacités d'interconnexion dans toute la mesure du possible en vertu de l'article 16 du règlement (UE) 2019/943

1.1.3. 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

5. Outre les dispositions générales relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion énoncées à l'article 16 du règlement électricité, des lignes directrices plus détaillées ont été définies au niveau européen dans le 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 (ci-après : « le règlement CACM »).

6. Le règlement CACM décrit, entre autres, comment les gestionnaires de réseau de transport au niveau régional doivent collaborer pour calculer et allouer de manière coordonnée la capacité de transport entre zones. La manière dont les dispositions de l'article 16, huitième alinéa du règlement électricité sont mises en œuvre dépend dans une large mesure de la méthodologie de calcul de la capacité transfrontalière, dont les lignes directrices figurent dans les articles 20 à 30 du règlement CACM.

7. L'article 20 du règlement CACM distingue deux méthodologies de calcul de la capacité : une approche coordonnée de la capacité de transport nette ou une approche fondée sur les flux. C'est cette dernière approche qu'il convient de privilégier dans une région où il existe un degré élevé d'interdépendance entre les zones de dépôt des offres en ce qui concerne le niveau des capacités d'échange entre zones. L'approche fondée sur les flux est donc le point de départ de la méthodologie de calcul de la capacité dans la région de calcul de la capacité *Core*.

1.2. CADRE LÉGAL NATIONAL

1.2.1. Loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité

8. La loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité ») confie, d'une manière non exhaustive, un certain nombre de tâches au gestionnaire du réseau de transport (en l'espèce, Elia). Ces tâches figurent à l'article 8, §1er et comprennent entre autres la publication des règles de calcul des capacités de transport :

> *La gestion du réseau de transport est assurée par un gestionnaire unique, désigné conformément à l'article 10.*
>
> *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.*
>
> *A cet effet, le gestionnaire du réseau est notamment chargé des tâches suivantes :*
>
> *(…)*
>
> *11° publier les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées, en ce compris un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau;*
>
> *12° définir et publier les procédures de restrictions des transactions pouvant être appliquées de manière non discriminatoire en cas de situations d'urgence, ainsi que les méthodes d'indemnisation, en ce compris les concepts et méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à ces obligations, éventuellement applicables en cas de telles restrictions;*
>
> *13° publier toutes données utiles ayant trait à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, ainsi que sur les méthodes appliquées pour gérer la congestion et sur les projets concernant sa gestion future;*
>
> *14° publier une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les caractéristiques électriques et physiques du réseau;*

9. Conformément à l'article 23, §2, la CREG est chargée de surveiller les méthodes de gestion de la congestion appliquées par les GRT. La CREG est par ailleurs compétente pour approuver la ou les méthodologies de calcul de la capacité.

> *§ 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:*
>
> *(…)*
>
> *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 ;*
>
> *(…)*
>
> *38° approuve le plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 11°.*

2. ANTECEDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

10. Le 5 juin 2019, le règlement électricité a été publié au Journal officiel de l'Union européenne. Il est entré en vigueur le 25 juin 2019, soit 29 jours après sa publication conformément à l'article 71. A l'exception d'un certain nombre d'articles, énumérés à l'article 71, deuxième alinéa, les dispositions du règlement électricité s'appliquent à compter du 1er janvier 2020.

11. L'article 16, huitième alinéa, applicable à partir du 1er janvier 2020, impose aux GRT de ne pas limiter la capacité d'interconnexion pour réduire la congestion interne. Cette disposition générale est respectée lorsqu'un GRT, dans une région de calcul de la capacité fondée sur les flux, met à disposition une marge de 70 % sur les éléments critiques de réseau internes ou entre zones pour les échanges entre zones. Le GRT est autorisé à s'écarter à la baisse de la marge minimale de 70 % dans deux cas : lorsqu'un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa, est mis en œuvre ou lorsqu'une autorité de régulation approuve la demande de dérogation pour des motifs prévisibles, conformément à l'article 16, neuvième alinéa.

12. Entre juin et septembre 2019, des discussions ont eu lieu entre Elia, la CREG et la Direction générale Energie du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie au sujet de la mise en œuvre d'un plan d'action et/ou une demande de dérogation en Belgique. Toutes les parties ont convenu que, compte tenu de l'absence apparente et de l'improbabilité future de congestions structurelles, aucun plan d'action ne devait être élaboré. Toutefois, Elia a été autorisée à soumettre une demande de dérogation à la règle des 70 % pour trois raisons prévisibles : traiter les flux de bouclage au-delà d'un seuil acceptable, les indisponibilités prévues combinées à un potentiel de *redispatching* insuffisant et le développement de nouveaux processus et outils..

13. Après avoir consulté les parties prenantes belges et les autres autorités de régulation concernées, la CREG a décidé en décembre 2019 d'approuver cette demande de dérogation pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2020.

14. En juin 2020, conformément aux dispositions de l'article 16, neuvième alinéa du règlement électricité, Elia a présenté un rapport sur les méthodologies et les projets apportant une solution à long terme pour les trois raisons sous-jacentes à la demande de dérogation initiale. Dans ce rapport, Elia a principalement fait référence aux processus européens et régionaux dans lesquels elle joue un rôle actif. Il est notamment fait référence à la mise en œuvre de la méthodologie de calcul de la capacité journalière *Core*, de la méthodologie *Core* de répartition des coûts liés à la coordination du *redispatching* et de l'échange de contrepartie et des méthodologies *Core* pour la coordination des analyses de sécurité d'exploitation et l'activation du *redispatching* et de l'échange de contrepartie.

15. En juin 2020, dans le cadre de l'*Electricity Working Group* de l'ACER, les autorités de régulation ont publié une note présentant un certain nombre de positions communes sur les demandes de dérogation des GRT. Ce document énonce un certain nombre de raisons sous-jacentes, de conditions d'application et de procédures d'approbation convenues pour obtenir une dérogation à la règle des 70 %[1].

16. Entre juin et septembre 2020, une nouvelle concertation a eu lieu entre la CREG et Elia concernant une nouvelle demande de dérogation pour l'année calendrier 2021. Sur la base des premiers résultats provisoires concernant le respect de l'article 16, huitième et neuvième alinéas du règlement électricité, la CREG et Elia ont convenu de traiter une nouvelle demande de dérogation.

[1] « Derogations from 70% target », joint en ANNEXE 3 pour information.

Toutefois, dans cette nouvelle demande de dérogation, seule la raison prévisible relative aux flux de bouclage au-delà d'un seuil acceptable est retenue. La dérogation à la règle des 70 % en cas d'indisponibilités sur le réseau, ou en raison de la nécessité de développer de nouveaux processus et outils, ne sera plus appliquée.

17. Le 15 septembre 2020, Elia a soumis une demande d'approbation d'une version anglaise de la demande de dérogation à la CREG. La version française a été reçue par la CREG le 1er octobre 2020 et fait l'objet de la présente décision.

2.2. CONSULTATIONS

2.2.1. Des autorités de régulation concernées

18. L'article 16, neuvième alinéa du règlement électricité donne la possibilité à une autorité de régulation de ne pas accepter la demande de dérogation soumise à une autorité de régulation d'un autre État membre. Il est ainsi fait référence aux « autorités de régulation des autres États membres faisant partie des régions de calcul de la capacité concernées ». Bien que les États membres ne fassent pas partie, au sens strict, d'une région de calcul de la capacité, on peut affirmer qu'une autorité de régulation peut participer à cette consultation entre autorités de régulation, lorsque son GRT gère les frontières entre zones de dépôt des offres qui se situent dans une région de calcul de la capacité (i) identique à celle d'un autre GRT soumettant une demande dérogation, ou (ii) différente mais qu'il existe une interaction importante entre les flux d'électricité traversant les frontières entre zones de dépôt des offres.

19. Afin d'organiser ce processus aux niveaux européen et régional, toutes les demandes de dérogation ont été rassemblées au sein du *All Regulatory Authorities' Working Group* de l'ACER (ci-après : « l'ARA WG ») et notifiées aux autorités de régulation concernées. En tant que membre de la région de calcul de la capacité *Core*, la CREG a soumis la demande de dérogation d'Elia aux autres autorités de régulation concernées le 25 septembre 2020. Les autorités de régulation ont eu la possibilité, jusqu'au 16 octobre 2020, d'exprimer leur souhait de participer au processus de consultation. La CREG n'a reçu aucune demande d'autres autorités de régulation dans le délai imparti. Dans une phase ultérieure, toutes les autorités de régulation des autres États membres qui font partie de la région de calcul de la capacité concernée auront jusqu'au 23 octobre 2020 pour signifier leur désaccord avec la demande de dérogation d'Elia. La CREG n'a reçu aucun commentaire ou veto, si bien que la CREG conserve son plein pouvoir de décision sur la proposition d'Elia et que l'ACER n'a pas à statuer sur la proposition.

2.2.2. Des autres parties prenantes

20. En vertu de l'article 23, §1er du règlement d'ordre intérieur, le comité de direction de la CREG a décidé, dans le cadre de la décision sur la demande de dérogation d'Elia, d'organiser une consultation publique sur son projet de décision. Cette consultation publique a duré 3 semaines et s'est tenue du 30 octobre au 20 novembre 2020 inclus.

21. Lors de la consultation publique, deux réponses ont été reçues, de Febeliec et de la FEBEG. Ces réponses figurent en ANNEXE 2 de la présente décision pour information. Dans cette partie, la CREG discute des réponses reçues et indique à quels endroits la décision a été éventuellement adaptée pour tenir compte de ces remarques.

22. Dans sa réponse, Febeliec indique qu'elle n'est pas favorable à une dérogation à l'obligation de mettre à disposition du marché 70 % de la capacité d'interconnexion, car cela limite la capacité

transfrontalière et l'intégration du marché européen. Néanmoins, Febeliec ne s'oppose pas au projet de décision soumis à l'approbation de la CREG, en ce sens qu'il y a une compréhension des éventuelles dérogations visant à garantir l'intégrité du système électrique dans des circonstances exceptionnelles et après activation des mesures correctives disponibles pour augmenter les capacités. Par ailleurs, Febeliec note que, sur les trois raisons sous-jacentes à l'octroi d'une dérogation en 2020, une seule a été retenue pour 2021 (voir également numéro 15). Enfin, Febeliec attend une attention particulière de la CREG pour d'éventuelles futures demandes de dérogation dans le cadre de la réduction attendue des flux de bouclage suite à la mise en œuvre de plans d'action nationaux dans diverses zones voisines.

23. La CREG prend acte de la réponse de Febeliec, en particulier les points relatifs au fait de ne pas réduire inutilement la capacité d'interconnexion, à l'application de mesures correctives et à l'impact décroissant de l'application de la dérogation pour les flux de bouclage à l'avenir. La CREG est d'accord avec ces éléments mais estime que la décision ne doit pas être adaptée en ce sens, en raison des éléments suivants :

- La possibilité de réduire la capacité d'interconnexion en dessous de la limite des 70% est explicitement prévue à l'article 16 du règlement électricité. Les conditions pour ce faire sont explicitement décrites et visent à assurer la sécurité d'exploitation. En outre, la dérogation à la règle des 70 % pour traiter les flux de bouclage résultant de la mise en œuvre de plans d'action dans des zones voisines a été généralement acceptée par toutes les parties concernées dans le cadre des discussions européennes relatives à la mise en œuvre de l'article 16[2].
- L'application de mesures correctives (coûteuses ou non) pour augmenter la capacité d'interconnexion est en effet l'une des obligations découlant de la mise en œuvre du règlement CACM. La mesure dans laquelle ces mesures sont utilisées pour éviter ou atténuer les congestions internes et transfrontalières est déterminée par la méthodologie actuelle pour le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE, d'une part, et par la décision de l'ACER pour le calcul de la capacité transfrontalière, d'autre part. Une application plus large de ces mesures correctives a été citée par Elia dans le rapport, mentionnée au numéro 14.
- Enfin, la CREG est d'accord avec la diminution de l'impact des plans d'action dans les zones voisines et partage l'avis que cela devrait être pris en compte à l'avenir pour décider de redemander et d'approuver ou non des demandes de dérogation ultérieures.

24. Dans sa réponse, la FEBEG indique qu'elle est d'accord en principe avec l'octroi d'une dérogation pour les flux de bouclage. La FEBEG mentionne en particulier le fait que, des trois raisons sous-jacentes en 2020, seule la dérogation pour les flux de bouclage sera appliquée en 2021. En outre, la FEBEG demande une coordination avec les autorités de régulation des zones voisines, notamment en ce qui concerne le contrôle du respect de la règle des 70% et des éventuelles dérogations accordées ou des éventuels plans d'action mis en œuvre. Enfin, la FEBEG souligne la transparence du calcul de la capacité appliqué (et des réductions éventuelles) et salue toutes les initiatives prises par la CREG ou Elia pour accroître cette transparence.

[2] Ce point a été discuté lors de plusieurs réunions du *Cross-border committee* et est reflété dans la note mentionnée au numéro 15, figurant à l'ANNEXE 3.

25. En outre, la FEBEG réitère son commentaire concernant la détermination *ex ante* du seuil pour les flux de bouclage autorisés, à savoir 30 % moins la marge de fiabilité, divisée par deux (voir également l'article 4(1)b de la demande de dérogation). Cette remarque a en effet été formulée, comme le cite la FEBEG, dans le cadre de la consultation publique sur la demande de dérogation fin 2019 pour l'année calendrier 2020. La CREG a traité cette remarques dans le rapport de la consultation publique et a proposé au numéro 26, point b) de contacter la FEBEG à cet effet afin d'optimiser le contrôle du respect de la règle des 70 %. Comme le souligne la FEBEG, cela n'a en effet pas été fait jusqu'à présent. Un aperçu des actions prévues en matière de contrôle de la conformité est ajouté à la présente décision, dans la partie 3.4.

La FEBEG indique que le choix de répartir la marge (30 % - FRM) sur les éléments internes, déterminés par Elia comme étant de 50 %-50 %), dans les flux de bouclage et les flux internes, peut conduire, d'une part, à une sous-utilisation de la RAM et, d'autre part, à la possibilité de surcharger le CNEC avec le risque de violations de la sécurité d'exploitation (voir également « Figure 1 » dans la réponse de la FEBEG). Pour cela, la FEBEG se base sur un certain nombre de combinaisons possibles des flux internes et flux de bouclage autorisés et calculés. La CREG reconnaît que, contrairement au paragraphe cité dans sa décision précédente[3], la méthode de calcul utilisée par Elia peut conduire à une éventuelle surestimation de la nécessité d'une dérogation (et à une sous-estimation de la marge minimale), en particulier dans le cas où les flux de bouclage calculés dépassent les flux de bouclage autorisés mais où la somme des flux de bouclage et flux internes est inférieure à (30 % - FRM).

26. La CREG estime toutefois que la facilité d'utilisation de cette règle dépasse cet inconvénient théorique. En effet, la différence maximale entre la marge minimale calculée selon Elia et la marge minimale théoriquement optimale est de 15 % lorsque la FRM et l'IF_{calc} sont de 0 %; en réalité, cette différence sera sensiblement plus faible[4]. Toutefois, comme indiqué dans la décision précédente, lors du contrôle de conformité début 2021, la CREG analysera dans quelle mesure cette situation se produit et pourra demander à Elia de modifier la méthode de calcul de la MACZT[5] si l'impact s'avère plus important que prévu.

[3] Décision (B) 2014 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échange entre zones

[4] Comme méthode de calcul alternative, la FEBEG propose de prendre [70 % - (LF_{calc} + IF_{calc} - 30 % - FRM)] comme marge minimale, la CREG suppose que cela signifie [70 % - (LF_{calc} + IF_{calc} - (30 % - FRM)], car cela est conforme à l'explication de la FEBEG. La différence entre la MACZT de la FEBEG et la MACZT selon Elia (D1' contre D1) correspond alors mathématiquement à la différence entre les flux internes admissibles et les flux internes calculés (IF_{acc} - IF_{calc}).

[5] La MACZT est la *Margin Available for Cross-Zonal Trade*, le nom courant de la marge minimale à mettre à la disposition des échanges entre zones, comprenant les éventuelles réductions pour les dérogations ou les plans d'action.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

27. La demande de dérogation d'Elia comprend un préambule et 6 articles traitant de la portée de la demande, des définitions, de l'approche méthodologique de la dérogation, des flux de bouclage, du champ d'application et de la confidentialité des informations. C'est la version française de cette demande de dérogation, figurant en ANNEXE 1, qui fait l'objet de la présente décision.

3.1. OBJECTIF DE LA PROPOSITION

28. L'article 16 du règlement électricité vise, comme objectif général, à accroître la capacité de transport disponible pour les échanges entre zones. A cette fin, le huitième alinéa établit une marge minimale à garantir pour les échanges entre zones, à savoir 70 % de la capacité des éléments critiques de réseau dans des circonstances imprévues.

29. Dans certains cas, un GRT peut être autorisé à appliquer un écart (à la baisse) par rapport à la règle des 70 %. Lorsque cela résulte d'une congestion structurelle identifiée par le ou les GRT, l'Etat membre peut décider de mettre en œuvre un plan d'action conformément à l'article 15, deuxième alinéa. A cette fin, la marge minimale à partir d'une valeur de départ donnée doit être progressivement portée à 70 % au moyen d'une trajectoire linéaire d'ici au 31 décembre 2025. Lorsqu'aucune congestion structurelle n'est identifiée mais que le GRT prévoit des problèmes de sécurité d'exploitation dans l'application de la règle des 70 %, il peut invoquer des motifs prévisibles pour être exempté, sur des éléments spécifiques de réseau, de l'obligation d'appliquer la marge minimale de 70 % à tout moment.

30. A cet effet, le GRT doit soumettre une demande d'approbation à son autorité de régulation. Après concertation bilatérale entre la CREG et Elia, Cette dernière a donc soumis la demande de dérogation ci-jointe pour approbation. Le motif prévisible invoqué est lié à la garantie de la sécurité d'exploitation lorsque les flux de bouclage calculés dépassent les flux de bouclage acceptables suite à la mise en œuvre d'un plan d'action dans une zone de dépôt des offres voisine.

3.2. IMPACT DES FLUX DE BOUCLAGE SUR LA CAPACITE D'ECHANGE ENTRE ZONES

31. L'article 16, huitième alinéa prévoit que la marge minimale à mettre à disposition pour les échanges entre zones est de 70 %. Les 30 % restants de la capacité des éléments critiques de réseau, compte tenu des aléas, peuvent être utilisés par un GRT pour les marges de fiabilité, les flux internes et les flux de bouclage. A cet égard, lorsque tous les GRT se conforment à l'article 16, huitième alinéa, les flux de bouclage sur un élément critique de réseau ne peuvent dépasser 30 % moins les flux internes et les marges de fiabilité.

32. Toutefois, lorsqu'un GRT met en œuvre un plan d'action, la marge minimale dans les premières années de la trajectoire linéaire est (sensiblement) inférieure à l'objectif de 70 %. Par conséquent, en cas de congestion interne, des flux de bouclage supérieurs au niveau acceptable décrit au numéro 31 peuvent être observés sur des éléments critiques de réseau. Comme ces flux de bouclage ne relèvent pas du contrôle d'Elia, la sécurité d'exploitation peut être compromise si Elia est tenue de garantir la marge minimale de 70 %.

33. Pour faire face à ce risque, Elia demande une dérogation à l'obligation, en particulier aux moments où, pour certains éléments critiques de réseau, les flux de bouclage sont supérieurs aux niveaux acceptables. Elia décrit, à l'article 4, comment elle réduira la marge disponible sous les 70 % sur la base des flux de bouclage acceptables et calculés. Lorsque les flux de bouclage calculés sont supérieurs aux flux de bouclage acceptables, la marge disponible de 70 % sera réduite d'un volume correspondant à la différence entre les flux de bouclage calculés et acceptables. Cela est mathématiquement représenté à l'article 4 de la demande de dérogation.

34. Cette approche méthodologique pour la réduction de la marge disponible par la différence entre les flux de bouclage calculés et les flux de bouclage acceptables garantit que la marge finale disponible pour les échanges entre zones est à un niveau optimal, compte tenu des flux de bouclage des zones de dépôt des offres voisines. Selon la CREG, cette approche évite de surestimer ou de sous-estimer la réduction nécessaire de la marge disponible pour garantir la sécurité d'exploitation.

35. La CREG considère que la gestion des flux de bouclage au-dessus d'un niveau acceptable est un motif légitime et prévisible pour obtenir une dérogation à la règle des 70 % et approuve donc la demande de dérogation.

3.3. CHAMP D'APPLICATION

36. La dérogation à l'obligation d'appliquer une marge minimale de 70 % s'applique aux éléments critiques de réseau dans des circonstances imprévisibles, qui sont gérés dans le cadre du couplage de marchés journalier fondé sur les flux dans la région CWE. Cela est précisé à l'article 7 de la demande de dérogation et garantit que tout élément de réseau qui a un impact sur la capacité transfrontalière est conforme à la règle des 70 % ou a une marge disponible inférieure, afin de faire face aux flux de bouclage.

37. La dérogation est demandée pour une période d'un an, du 1er janvier au 31 décembre 2021.

3.4. CONTRÔLE DU RESPECT

38. En ce qui concerne le contrôle de l'obligation de prévoir une marge minimale, on peut distinguer deux initiatives, dont l'ACER et la CREG sont respectivement responsables.

a) Au moment de la rédaction de la présente décision, l'ACER finalise le rapport sur le contrôle de la marge disponible pour les échanges entre zones, pour les six premiers mois de l'année 2020. Ce rapport relève de la compétence de l'ACER, comme le prévoit l'article 15, premier paragraphe du règlement ACER[6], pour surveiller les obstacles potentiels aux échanges transfrontaliers.

b) Les autorités de régulation, conformément aux dispositions énoncées dans le cadre légal de la présente décision et à l'article 59, paragraphe 1er, b), de la directive électricité[7], sont compétentes pour surveiller le respect par les GRT des dispositions de l'article 16 du règlement électricité, entre autres. Cela inclut le contrôle du respect de la règle des 70%, y compris toute réduction due à la mise en œuvre d'un plan d'action ou à l'octroi d'une dérogation temporaire (c'est-à-dire le champ d'application de la présente décision).

39. Dans les premiers mois de 2021, la CREG analysera le respect de la règle des 70 % et l'application des dérogations octroyées fin 2019 par la décision (B) 2014[8]. Cette analyse sera complémentaire, mais plus complète que les analyses réalisées par l'ACER dans le cadre du rapport mentionné au point a) ci-dessus. Sous réserve de discussions ultérieures avec les parties concernées (ACER, Elia, autres autorités de régulation), l'analyse de la CREG comprendra notamment les éléments suivants :

- Un aperçu des valeurs MACZT moyennes et minimales sur les éléments critiques du réseau en cas d'aléas dans la zone de contrôle d'Elia ;
- Une analyse des moments et des circonstances dans lesquels le seuil minimal n'a pas été atteint, liée aux raisons approuvées pour une dérogation dans la décision (B) 2014 ;
- Une description de l'impact des méthodes visant une solution à long terme des problèmes sous-jacents afin d'atteindre la marge minimale de 70 % ;
- Toute différence dans le calcul de la MACZT incluant ou excluant les échanges avec des pays tiers ;
- Toute recommandation visant à améliorer ou à affiner la méthode de calcul de la MACZT;
- Toute amélioration de la transparence de cette méthode envers les acteurs du marché.

[6] Règlement (UE) 2019/942 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 instituant une agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie

[7] 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

[8] Voir note de bas de page 3

4. DECISION

En application de l'article 16, neuvième alinéa du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CREG décide, pour les raisons qui précèdent, d'approuver la demande d'approbation d'une dérogation à l'article 16, huitième alinéa du règlement (UE) 2019/943 UE) 2019/943, portant sur une capacité minimale disponible pour les échanges entre zones.

Pour les motifs qui précèdent, la CREG approuve cette dérogation, applicable pour une période d'un an du 1er janvier 2021 au 31 décembre 2021.

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

Demande d'Elia de dérogation à la marge minimale à mettre à disposition pour échange entre zones

Version française (pour approbation) - 15 septembre 2020

ANNEXE 2

Réponses reçues lors de la consultation publique

1. Febeliec – 20 novembre 2020
2. FEBEG – 20 novembre 2020

ANNEXE 3

Derogations from 70% target

Version anglaise – juin 2020