

Décision

(B)1937
20 juin 2019

Décision relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de la proposition d'adaptations apportées au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE

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

Non-confidentiel

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	2
INTRODUCTION	3
1. CADRE LEGAL	4
1.1. Cadre légal national	4
1.2. Cadre légal européen	5
2. ANTÉCÉDENTS	7
2.1. Généralités	7
2.2. Consultation	8
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION	9
4. CONCLUSION	10
ANNEXE 1	11
ANNEXE 2	12
ANNEXE 3	13

INTRODUCTION

En vertu de l'article 15, §2 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (ci-après : le « règlement (CE) 714/2009 ») du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 23, §2, 38° et 40° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la « loi électricité ») et des articles 176, §2 et 180, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le « règlement technique »), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la « CREG ») examine ci-dessous la proposition de la SA Elia System Operator (ci-après : « Elia ») relative aux adaptations apportées au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE (ci-après : la « proposition »).

Le 17 avril 2019, la CREG a reçu cette proposition d'Elia en langue anglaise. C'est la version anglaise de la proposition qui a été soumise pour approbation et qui fait l'objet de la présente décision.¹ Cette version figure en annexe 1.

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

La présente décision a été approuvée par le comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 20 juin 2019.

¹Vu la nature des modifications (i.e. adaptations textuelles apportées à l'*Approval Package* original et suppression d'une annexe), aucune version n'a été soumise par Elia dans l'une des langues du pays.

1. CADRE LEGAL

1. La demande, formulée par Elia, d'approbation de la proposition porte sur une modification de la procédure de gestion des congestions. Dans ce chapitre, Elia énonce les dispositions qui constituent conjointement le cadre légal de la présente décision.

1.1. CADRE LÉGAL NATIONAL

2. L'article 8, § 1^{er} de la loi électricité prévoit que le gestionnaire du réseau est chargé de 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.

3. L'article 23, §2, 36° de la loi électricité prévoit que la CREG 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. L'article 23, §2, 38° prévoit que la CREG 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, § 1^{er}, alinéa 3, 11°.

4. L'article 176, §1^{er} du règlement technique prévoit que le gestionnaire de réseau détermine les méthodes qu'il applique lors de l'évaluation de la capacité de transport qu'il peut mettre à disposition des responsables d'accès pour leurs échanges d'énergie avec les réseaux étrangers. L'article 176, §2 prévoit que le gestionnaire de réseau publie les méthodes visées au § 1^{er} conformément à l'article 26 de cet arrêté et les notifie à la commission. L'article 180, §2 du règlement technique précise que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à l'article 26.

5. L'article 177 prévoit : § 1^{er}. *Les méthodes visées à l'article 176 visent à la mise à disposition de la plus grande capacité d'interconnexion possible, de façon transparente et non discriminatoire, et en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. (...)*

1.2. CADRE LÉGAL EUROPÉEN

6. La mise en œuvre du couplage de marchés journalier fondé sur les flux en Europe centre-ouest (ci-après : le « CWE DA FBMC ») se fonde sur les discussions menées fin 2006 au sujet de l'annexe du règlement (CE) 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, remplacé ultérieurement par le règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (ci-après : le règlement (CE) n° 714/2009). La réalisation d'un marché unique de l'électricité en journalier et infrajournalier est essentielle pour atteindre les objectifs européens en matière de concurrence, de sécurité d'approvisionnement et d'accessibilité économique de l'électricité, comme énoncé dans le règlement (UE) 2015/1222 du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion ou « capacity allocation and congestion management » (ci-après : « le règlement CACM »).

7. L'article 15, premier et deuxième alinéas du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit :

1. *Les gestionnaires de réseau de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.*

2. *Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.*

(...)

8. L'article 16, premier, deuxième et troisième alinéas du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit :

1. *Les problèmes de congestion du réseau sont traités 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 de préférence résolus avec des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.*

2. *Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le redéploiement («redispatching») ou les échanges de contrepartie («counter trading») ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non discriminatoire. Sauf cas de force majeure, les acteurs du marché auxquels ont été attribuées des capacités sont indemnisés pour toute restriction.*

3. *La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau.*

(...)

9. L'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 prévoit notamment :

Article 1.7 :

Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. En particulier, les GRT ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau. Cette situation n'est tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs du réseau la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme. (...)

Article 3.5 :

En vue de favoriser un commerce transfrontalier et une concurrence équitables et efficaces, la coordination entre les GRT à l'intérieur des régions énumérées au point 3.2 porte sur toutes les étapes du processus, depuis le calcul des capacités et l'optimisation de l'attribution jusqu'à l'exploitation sûre du réseau, avec une répartition précise des responsabilités. Cette coordination comprend notamment :

a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux ;

b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants,

g) la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel,

Article 5.2 :

Les GRT publient 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 réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

2. ANTÉCÉDENTS

2.1. GÉNÉRALITÉS

6. En mars 2015, la CREG a approuvé, dans sa décision finale (B)1410, la méthodologie relative au couplage de marchés journalier fondé sur les flux entre les zones de dépôt des offres dans la région CWE. Cette approbation était subordonnée à plusieurs conditions qu'Elia et les GRT CWE devaient remplir, dont 15 points figurant dans le *position paper* commun.

7. A la demande de plusieurs parties intéressées suisses, des autorités de régulation et ministères suisses, les autorités de régulation, ministères et GRT de la région CWE ont recherché en 2018 une solution pour gérer l'impact, sur le réseau suisse, des échanges entre zones de dépôt des offres CWE. A cette fin, les GRT ont introduit auprès des autorités de régulation, en décembre 2018, une demande d'approbation portant sur une limite externe française, applicable à la période hivernale 2018-2019.

8. Vu le caractère temporaire de cette mesure et son application limitée à la période hivernale 2018-2019, les GRT CWE ont introduit, en avril 2019, une demande d'approbation pour modifier une nouvelle fois cet *approval package*. En pratique, la limite d'importation française est levée.

9. Par ailleurs, plusieurs modifications ont dû être apportées pour rendre l'*approval package* conforme à l'introduction de l'environnement *multi-NEMO*. Des GRT CWE ainsi que NEMO avaient manifesté l'intention de mettre en œuvre les modifications techniques nécessaires dans le courant du mois de juin 2010, afin de permettre à plusieurs NEMO d'être actifs au sein d'une zone de dépôt des offres, comme l'autorise le règlement CACM.

10. Afin d'apporter ces deux modifications, à savoir la levée de la limite d'importation française et les modifications *multi-NEMO*, les GRT CWE ont soumis en avril 2019 la demande d'approbation ci-jointe. Après réception de cette proposition, les autorités de régulation CWE ont mené une concertation relative à leur position sur cette proposition. Cette concertation a mené à l'approbation, le 30 avril 2019, du *position paper* commun en vue de l'approbation de la proposition. Ce document porte également sur l'approbation de la modification du processus *increase/decrease* en infrajournalier des GRT CWE, qui ne relève toutefois pas de la présente décision.²

² Décision (B)1924 relative à la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, de l'adaptation apportée à la méthodologie de calcul de la capacité en infrajournalier selon le processus *increase/decrease* dans la région CWE

2.2. CONSULTATION

11. La version anglaise de la proposition a été soumise par la CREG à la consultation de toutes les parties prenantes. Cette consultation publique a été notifiée par lettre d'information le 7 mai 2019 et s'est déroulée sur son site Web entre le 7 mai et le 28 mai 2019. Conformément aux dispositions de l'article 35, §1^{er} du règlement d'ordre intérieur de la CREG, les documents de consultation comportent la proposition soumise par un tiers pour approbation (en l'espèce, la proposition d'Elia).

12. Au cours de la consultation publique, la CREG a reçu une seule réponse, de la part de Febeliec. La CREG remercie Febeliec d'avoir réagi à la consultation et traite ci-dessous des remarques reçues. L'intégralité de la réponse figure en Annexe 3 de la présente décision.

13. En guise de première remarque, Febeliec exprime ses doutes quant à savoir si le choix actuel d'autoriser plusieurs NEMO dans une même zone de dépôt des offres est le plus efficace dans le contexte du règlement CACM. Outre l'augmentation des coûts de mise en œuvre et de gestion d'une telle approche, il peut également se produire des situations extrêmes où un déséquilibre entre l'offre et la demande d'énergie apparaît, en cas de découplage (partiel) d'un ou plusieurs NEMO. La CREG partage les inquiétudes de Febeliec mais souhaite souligner que ce choix ne relève pas de cette décision. La CREG a déjà révélé dans le détail sa position relative à la gestion de NEMO et à la fonction d'OCM, notamment dans son étude (F) 1289.³

14. En guise de deuxième remarque, Febeliec se demande si, vu que la nécessité de maintenir une limite externe pour l'Allemagne et la France ne se pose plus, cela est encore nécessaire pour la Belgique. Bien qu'une fois encore, ce sujet n'entre pas dans le champ d'application de cette décision, la CREG indique qu'une concertation a lieu avec Elia pour affiner la limite d'importation existante et que les fondements scientifiques font actuellement l'objet d'une analyse par la CREG. Les résultats de cette concertation et de cette analyse seront communiqués en temps utile aux parties intéressées.

³ Étude (F)1289 relative à la gouvernance des bourses d'électricité : concurrence ou régulation ?

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

15. La proposition d'Elia vise à apporter deux modifications à la méthodologie approuvée pour le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE :

- La levée de la limite d'importation française afin de faire face aux risques pour la sécurité du réseau suisse durant l'hiver 2018-2019 ;
- L'introduction de modifications visant à rendre la méthodologie conforme à la situation dans laquelle plusieurs NEMO sont actifs dans les zones de dépôt des offres de la région CWE.

16. La CREG entend donner son accord à la première modification étant donné qu'il s'agissait, après l'approbation en janvier 2019, d'une mesure temporaire. Celle-ci a été introduite suite à la nécessité, exprimée par différentes parties intéressées, l'autorité de régulation et les ministères suisses, de faire face aux risques pour la sécurité du réseau suisse découlant des échanges issus du couplage des marchés fondé sur les flux en région CWE.

17. L'intégration des modifications nécessaires visant à permettre à plusieurs NEMO d'être actifs dans les zones de dépôt des offres CWE est conforme aux précédentes discussions et évolutions intervenues dans le cadre de la mise en œuvre du règlement CACM. Depuis début 2016, plusieurs NEMO sont désignés par arrêté ministériel en Belgique.⁴ Les modifications apportées à la méthodologie du couplage des marchés fondé sur les flux doivent permettre d'ouvrir aux nouveaux NEMO la méthodologie qui avait initialement été développée avec un seul NEMO.

18. La CREG estime que ces deux modifications peuvent être approuvées. S'agissant de l'intégralité du projet relatif à la méthodologie du couplage de marchés fondé sur les flux, la CREG renvoie à de précédentes décisions, telles que la décision (B) 1891 et la décision (B) 1410.

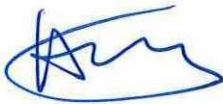
⁴ Nord Pool SA et Belpex SA (ultérieurement EPEX SPOT Belgium).

4. CONCLUSION

En application de l'article 23, § 2, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la CREG décide, pour les motifs précités, d'approuver la demande d'approbation, formulée par la SA ELIA SYSTEM OPERATOR, relative aux adaptations apportées au couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE.

Ces adaptations approuvées comportent la suppression de la limitation des importations françaises pour l'hiver 2018-2019 et l'intégration des modifications nécessaires apportées pour l'environnement *multi-NEMO*.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Président du comité de direction f.f.

ANNEXE 1

**Documentation of the CWE FB MC solution (April 2019 – version 4.1,
applicable as of May 21st 2019)**

Version anglaise – Avril 2019

ANNEXE 2

Common position paper of CWE NRAs on the update of the day-ahead Flow-Based Market Coupling methodology and on the update of the methodology for intraday capacity calculation submitted in April 2019

Version anglaise - 30 avril 2019

ANNEXE 3

Réponses reçues lors de la consultation publique

1. Febeliec – 29 mai 2019