

Décision

(B)1891
7 février 2019

Décision relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation apportée au couplage de marchés journalier dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) faisant suite à l'application d'une restriction des importations françaises durant la période hivernale 2018-2019 en cas de risques prévus pour la sécurité du réseau électrique suisse.

Prise en application de l'article 15.2 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 5.2 de l'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'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

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	4
1.2.1. 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	4
1.2.2. Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion	6
2. ANTECEDENTS	7
2.1. Historique	7
2.2. Champ d'application de la décision.....	8
2.3. Consultation	9
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	10
3.1.1. Résumé des modifications.....	10
3.1.2. Evaluation	11
4. DECISION	13
ANNEXE 1.....	14
ANNEXE 2.....	15
ANNEXE 3.....	16
ANNEXE 4.....	17
ANNEXE 5.....	18

INTRODUCTION

En vertu de l'article 15, §2 du 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 (ci-après : le « règlement (CE) n° 714/2009 »), 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 : CREG) examine ci-après la proposition de la SA Elia System Operator (ci-après : « Elia ») concernant l'adaptation apportée au couplage de marchés journalier dans la région Europe Centre-Ouest (ci-après : CWE) faisant suite à l'application d'une restriction des importations françaises durant la période hivernale 2018-2019 en cas de risques prévus pour la sécurité du réseau électrique suisse (ci-après : « la proposition »).

La proposition d'adaptation du couplage de marchés a été notifiée par tous les gestionnaires de réseau de transport CWE (ci-après : « les GRT CWE ») par e-mail reçu le 17 décembre 2018. Il s'agissait des versions anglaises de l'*approval package* actualisé, d'une annexe supplémentaire sur la mise en œuvre de la restriction externe française pour l'hiver 2018-2019, portant le numéro d'annexe 15.29 (ci-après : « l'annexe ajoutée »), d'une communication conjointe des GRT CWE et d'une version dressant un aperçu du contexte et indiquant les modifications apportées à l'*approval package* actualisé.

Au moment de l'écriture de ces lignes, la CREG n'avait encore reçu d'Elia aucune version dans une des langues nationales. Comme les régulateurs CWE avaient convenu avec les acteurs du marché suisses d'accélérer autant que possible la décision nationale relative à cette proposition, de préférence avant le 1^{er} février 2018, la CREG s'est vu contrainte de consulter le projet de décision à l'aide de la version anglaise de cette proposition. Les versions anglaises de la proposition, de l'annexe 15.29 et de la communication conjointe des GRT CWE figurent en ANNEXE 1, ANNEXE 2 et ANNEXE 3 de la présente décision. Une version dans l'une des langues nationales figurera en annexe de la décision finale relative à la proposition.

La présente décision comporte quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie porte sur l'évaluation des modifications proposées. Enfin, la quatrième partie comporte la décision proprement dite.

Les autorités de régulation de la région CWE collaborent étroitement à l'évaluation de cette proposition, à la suite de quoi un *position paper* commun sera rédigé. Ce dernier figurera en ANNEXE 4 de la décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG lors de sa réunion du 7 février 2019.

1. CADRE LEGAL

1. La demande d'Elia d'approbation de la proposition porte sur une modification de la procédure de gestion de la congestion pour la période hivernale 2018-2019. Dans ce chapitre, la CREG énonce les dispositions qui constituent conjointement le cadre légal, à la fois national et européen, 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}, troisième alinéa, 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 les méthodes visées au § 1^{er} sont publiées par le gestionnaire de réseau conformément à l'article 26 de cet arrêté et notifiées 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 ce qui suit : § 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

1.2.1. 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

6. La mise en œuvre du couplage de marchés fondé sur les flux en journalier en Europe centre-ouest (ci-après : le « CWE DA FBMC ») a démarré sur base des 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) 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) 1228/2003 (ci-après : le règlement (CE) 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 : la ligne directrice CACM).

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

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) 714/2009 prévoit ce qui suit :

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) 714/2009 prévoit notamment ce qui suit :

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.

1.2.2. Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

10. L'article 18, paragraphe 3 du règlement (CE) 714/2009 prévoit l'élaboration et la mise en œuvre d'orientations détaillées pour harmoniser les échanges d'électricité dans les zones de dépôt des offres de l'Union européenne. A cette fin, le règlement CACM a été publié le 24 juillet 2015 pour entrer en vigueur le 14 août 2015.

11. Le règlement CACM prévoit des règles minimales harmonisées pour l'allocation de la capacité, la gestion de la congestion et les échanges d'électricité sur les marchés journalier et intrajournalier de l'Union. A cette fin, les GRT d'une région de calcul de la capacité doivent entre autres calculer de manière harmonisée les capacités d'interconnexion disponibles, selon les règles figurant aux sections 3 et 4 (soit aux articles 20 à 30) du règlement CACM.

12. La proposition d'Elia de modification de la méthodologie CWE DA FB résulte de l'approbation conditionnelle¹ de la proposition CWE DA FB initiale en 2015 et de l'approbation² des adaptations de la proposition CWE DA FB modifiée en 2018. La collaboration entre les GRT et les autorités de régulation de la région CWE ayant précédé l'entrée en vigueur du règlement CACM, les évolutions actuelles au sein de la région CWE ne doivent pas être considérées comme une mise en œuvre de la méthodologie de calcul de la capacité selon le règlement CACM. A cette fin, Elia collabore actuellement avec les GRT de la région de calcul de la capacité Core, et la CREG avec les autorités de régulation concernées et l'ACER. La décision relative à la proposition actuelle d'Elia est donc prise sans préjuger de la décision des autorités de régulation Core et de l'ACER relative au calcul de la capacité journalière et intrajournalière dans la région Core.

¹ Voir [Décision finale](#) (B)150423-CDC-1410 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en place du couplage des marchés journaliers fondé sur les flux dans la région CWE (Europe Centre-Ouest).

² Voir [Décision finale](#) (B) 180830-CDC-1814 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à l'adaptation apportée au couplage de marchés dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) faisant suite à l'intégration de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande et autrichienne et à l'intégration de la règle RAM de 20 % minimum.

2. ANTECEDENTS

2.1. HISTORIQUE

13. Depuis 2007, les marchés de l'électricité dans la région CWE, constitués des frontières entre la Belgique, les Pays-Bas, la France et l'ancienne zone de dépôt des offres Allemagne/Luxembourg/Autriche, sont couplés. Le calcul de la capacité disponible pour le couplage de marchés constitue un élément fondamental de la gestion du système de réseau de transport. Dans les limites du respect de la sécurité du réseau, les valeurs des capacités calculées mises à la disposition du marché doivent être maximisées.

14. Depuis le 21 mai 2015, le calcul et l'allocation de la capacité de transport pour le couplage de marchés journalier en région CWE se basent sur le couplage de marchés fondé sur les flux (FB MC). Dans ce cadre, les positions nettes d'exportation des zones de dépôt des offres concernées sont directement optimisées en fonction du gain en bien-être généré, en tenant compte de la capacité de transport disponible sur les éléments de réseau pertinents indiqués par les gestionnaires de réseau de transport. En mars 2015, la méthodologie CWE DA FBMC est soumise à l'approbation des régulateurs CWE par les gestionnaires de réseau de transport CWE. La mise en œuvre du CWE DA FBMC est approuvée par la décision finale (B) 1410, moyennant le respect de conditions, dont 15 points figurant dans un *position paper* commun des régulateurs CWE (« *Position paper of CWE NRA's on Flow-Based Market Coupling* », mars 2015).

15. Suite à l'intégration de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande et autrichienne le 1^{er} octobre 2018 et à l'intégration de la règle RAM de 20 % minimum le 27 avril 2018, les GRT CWE élaborent une proposition commune d'adaptation de la méthodologie CWE FB MC et la soumettent à l'approbation des autorités de régulation compétentes. En concertation avec toutes les autorités de régulation, la CREG approuve le 30 août 2018 les adaptations, moyennant le respect des conditions figurant dans le *position paper* commun.

16. La mise en œuvre du CWE DA FB MC en 2015 a entraîné des échanges maximaux plus élevés dans la région CWE. Comme le réseau électrique en Europe de l'Ouest est étroitement maillé, ces échanges maximaux plus élevés ont également une incidence sur les réseaux voisins. Les acteurs du marché suisses en particulier (le GRT, le régulateur national et les représentants du ministère) ont indiqué que les flux électriques sur le réseau suisse ont notablement augmenté depuis la mise en œuvre du CWE FBMC. D'après leur analyse, le CWE FBMC aurait donc contribué à l'augmentation de situations critiques pour la sécurité du réseau observées en Suisse. Ce message a été soumis aux membres du Pentilateral Energy Forum (ci-après : PLEF) le 9 juillet 2018, en leur demandant de trouver rapidement une solution conjointe à ce problème. Les GRT CWE et les régulateurs CWE s'engagent à élaborer ensemble une solution, en collaboration avec le GRT suisse Swissgrid et le régulateur suisse Elcom, afin d'atténuer l'impact des échanges CWE sur le réseau suisse lors de situations critiques.

17. Lors de la réunion PLEF du 9 juillet 2018, trois options à analyser ont été identifiées. La première option consiste à renforcer la coordination entre les GRT CWE et Swissgrid lors de la phase de validation du calcul de la capacité CWE FB DA en J-2. Lors de l'identification de situations critiques, les échanges CWE maximaux pourraient être limités, en particulier les échanges entre l'Allemagne et la France, qui sont ceux qui impactent le plus le réseau suisse. La deuxième option vise à tenir compte explicitement des restrictions sur les éléments de réseau suisses comme des Critical Branches – Critical Outages (ci-après : « CBCO ») dans le domaine fondé sur les flux. Enfin, la troisième option porte sur la mise au point d'un redispatching trilatéral entre les GRT suisse, français et allemand. Alors que les deux premières options tentent d'atténuer les risques pour la sécurité du réseau par une restriction ex-ante des échanges CWE, la troisième option vise à garantir la sécurité du réseau par des processus

coordonnés pour la sécurité du réseau une fois que tous les résultats du couplage de marchés journalier sont connus.

18. A la réunion PLEF du 18 septembre 2018, les GRT CWE et Swissgrid ont présenté leur solution préférée, à savoir la mise en place d'une restriction externe sur la position d'importation française (ci-après : la position d'importation française) qui serait appliquée pendant des périodes spécifiques, telles que la période hivernale, et lorsque des risques sont détectés pour la sécurité du réseau suisse. Cette solution limiterait les exportations maximales de la région CWE vers la France lorsque le domaine fondé sur les flux initial pourrait entraîner une congestion d'éléments du réseau situés au nord-ouest de la Suisse, à laquelle Swissgrid ne pourrait remédier à l'aide des mesures correctrices disponibles, telles qu'une modification des positions des transformateurs-déphaseurs ou un redispatching interne.

19. Les régulateurs CWE demandent aux GRT CWE et à Swissgrid plus d'informations sur la solution proposée, ainsi que sur les critères sur lesquels ils se basent pour privilégier cette solution. Par ailleurs, les régulateurs CWE indiquent que, pour appliquer cette mesure, une adaptation de la méthodologie CWE DA FB MC est nécessaire, étant donné que la version 2.0 approuvée par la CREG le 30 août 2018 ne permet pas de mettre en place une restriction des importations françaises.

2.2. CHAMP D'APPLICATION DE LA DÉCISION

La présente décision de la CREG s'applique aux aspects suivants du CWE FB MC :

- La possibilité de mettre en place une restriction des importations françaises, ajoutée à la section 4.1.9, page 58 du CWE FB DA *approval package*.
- La procédure et les conditions auxquelles cette restriction des importations françaises peut s'appliquer, figurant à l'annexe 15.29.

20. Dans cette décision, la CREG ne se prononce pas explicitement sur les éléments suivants (liste non exhaustive), soit parce qu'ils n'entrent pas dans le champ de compétence de la CREG, soit parce que la CREG exercera son pouvoir de décision sur ces éléments dans des décisions distinctes à prendre ultérieurement.

- L'évaluation du respect des conditions sous lesquelles le CWE DA FBMC a été approuvé par la CREG dans sa décision finale (B) 1410, notamment les 15 points figurant dans un *position paper* commun des régulateurs CWE (« *Position paper of CWE NRA's on Flow-Based Market Coupling* », mars 2015).
- L'évaluation de la mise en œuvre des conditions auxquelles le CWE DA FBMC modifié suite à l'intégration de la frontière entre les zones de dépôt des offres allemande et autrichienne et à l'intégration de la règle RAM de 20 % minimum a été approuvé par la CREG dans sa décision finale (B)1814, notamment les points figurant dans un *position paper* commun des régulateurs CWE (*Position paper of CWE NRA's on the update of Flow-Based Market Coupling methodology*, août 2018).
- Les volumes de droits à long terme qui sont alloués à partir du 1^{er} octobre 2018 à la frontière entre les zones de dépôt des offres DE/LU-AT, même s'ils ont un impact, en raison du système d'inclusion LTA (*Long-Term Allocation*), sur les capacités disponibles pour le couplage journalier et infrajournalier.
- L'aspect des flux de bouclage, qui ont fait l'objet de discussion dans la région Core, plus précisément dans le cadre du modèle de réseau commun et de la méthodologie de calcul de la capacité suivant l'article 18(3) et l'article 21(1)(b)(ii) de la directive CACM.

2.3. CONSULTATION

21. La législation belge et européenne pertinente n'impose pas explicitement à Elia et aux GRT CWE d'organiser une consultation publique sur la proposition CWE FBMC modifiée. Les acteurs du marché belge n'ont par conséquent pas été consultés lors de l'établissement de cette version modifiée. Le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1^{er} de son règlement d'ordre intérieur, d'organiser, dans le cadre de la présente décision finale, une consultation publique relative à cette proposition modifiée sur le site Web de la CREG du 11 janvier au 1^{er} février 2019 (consult. 1891).

22. La CREG a reçu une réponse à sa consultation venant de Febeliec. Cette réponse est jointe à l'ANNEXE 5 de cette décision. Les remarques principales formulées par Febeliec sont reprises ci-dessous, suivie de la réponse de la CREG.

a) "As already indicated in many consultations in the past, Febeliec is not in favour of any (artificial) external constraints that are introduced in the flow-based market coupling algorithm, as they arbitrarily reduce the volumes that are given to the market..."

In conclusion, Febeliec takes note of the approval by the CREG of the proposal, but urges the CREG (as well as all other concerned parties, both NRAs and TSOs as well as all other stakeholders) to remain very cautious with the road that is chosen and to be very careful that this precedent does not lead to a slippery slope effect, which could in the end result in substantial reductions of the cross-border capacity given to the market, to the detriment of all grid users in Europe."

Réponse de la CREG : La CREG partage sur la question des limitations artificielles des capacités d'échanges entre zones le point de vue de Febeliec et restera particulièrement attentive à cette question dans le futur et à ce que cette limitation artificielle reste bien une exception. La CREG note toutefois que sur ce point particulier, vu la position géographique et politique de la Suisse, des solutions innovantes doivent être trouvées qui minimisent le plus possible l'impact de la sécurité opérationnelle du système suisse sur le marché Central Ouest Européen.

b) "For Febeliec, the preferred approach would be to include Switzerland and its interconnectors in the market coupling, as it would give a (more) correct representation of the impact of flows on individual identified critical cross-border grid elements."

Réponse de la CREG : D'un point de vue technique la CREG partage ce point de vue. La CREG note toutefois que cette solution ne pourra être implémentée qu'une fois que toutes les conditions politiques liées à cette intégration seront rencontrées.

c) "Whereas Febeliec can only support the limitation of the application of the proposed external constraint, it remains strange that an apparent critical issue (non-respect of grid security in Switzerland, for example by non-respect of N-1 criterion or other safety parameters) will be solved by this external constraint for (maximum) 100 hours, after which 100 hours, if this issue would still occur, TSOs could still find other solutions to cope with it."

Réponse de la CREG : Le respect des critères N-1 peut notamment être obtenu en changeant le dispatch des unités de production. En Suisse, ceci est notamment fait au moyen d'unités de production hydro-électrique qui dépendent de la présence d'eau dans les réservoirs. Le nombre d'heures maximum pour l'application de la contrainte externe correspond à peu près à la prévision du nombre d'heure pour lesquelles le système suisse pourrait ne pas disposer de suffisamment d'eau pour corriger son dispatch de production.

3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

3.1.1. Résumé des modifications

23. Par rapport à la version de la méthodologie CWE DA FBMC qui faisait l'objet de la décision finale (B)1481 de la CREG, la méthodologie CWE DA FBMC adaptée faisant l'objet du présent projet de décision contient uniquement les adaptations nécessaires à la mise en œuvre de la solution proposée, traitée au numéro 18 de la présente décision. Il s'agit de deux adaptations, à savoir l'ajout d'un paragraphe à la section 4.1.9 traitant des restrictions spécifiques qui ne sont pas associées à des éléments de réseau critiques (restrictions externes) et l'ajout d'une annexe (annexe 15.29) comportant la description de la procédure et des conditions.

24. A la section 4.1.9 relative aux restrictions spécifiques qui ne sont pas associées à des éléments de réseau critiques (restrictions externes), il est prévu que le GRT français, RTE, puisse appliquer une restriction des importations pour la période hivernale 2018-2018 jusqu'au 30 avril 2019 si des problèmes relatifs à la sécurité du réseau en Suisse sont attendus, et ce pour un nombre d'heures limité, comme spécifié dans l'annexe 15.29.

25. D'après la description faite à l'annexe 15.29, les importations de la région CWE vers la France peuvent être limitées d'un montant maximal de 1000 MW. Si, par exemple, le domaine fondé sur les flux CWE initial permet une importation maximale de 7 GW vers la France, la restriction des importations françaises pourrait être comprise entre 6 GW et 7 GW.

26. Cette réduction de la capacité d'importation française de 1000 MW maximum est autorisée à condition de respecter toutes les conditions suivantes.

- Cette mesure ne peut s'appliquer que la nuit entre 01h00 et 05h00, ainsi que le dimanche toute la journée,
- lorsque les importations attendues de la région CWE vers la France et la Belgique s'élèvent à plus de 7 GW et que la Belgique s'attend à devoir importer depuis la région CWE,
- et lorsque Swissgrid ne dispose d'aucune mesure correctrice pour remédier à la congestion attendue.
- En cas de risques pour la sécurité d'exploitation sur le réseau français, RTE peut refuser la demande de Swissgrid de mettre en place une restriction des importations.
- La restriction des importations peut être appliquée jusqu'à un maximum de 100 heures, après quoi aucune autre restriction ne peut plus être introduite.

Dans ces conditions, le montant exact de la réduction de la capacité d'importation française est déterminé sur la base du tableau 1 de l'annexe 15.29.

3.1.2. Evaluation

27. Sur la base des échanges avec les GRT CWE et Swissgrid et des informations reçues des acteurs du marché suisses, la CREG comprend que les échanges dans la région CWE influencent effectivement les flux sur le réseau suisse. Les échanges commerciaux entre l'Allemagne et la France auraient le plus grand impact. En moyenne, lors d'un échange entre l'Allemagne et la France, 30 % des flux physiques circuleraient sur le réseau suisse. Un échange de 1000 MW générerait donc une charge moyenne de 300 MW sur le réseau suisse. En Suisse, les problèmes de sécurité du réseau se poseraient typiquement pendant les nuits froides d'hiver, lorsque la France importe de grandes capacités d'électricité d'Allemagne. En limitant à 1000 MW l'importation maximale de la France depuis la région CWE, la charge sur le réseau suisse peut être réduite de 300 MW en moyenne. Ce volume serait suffisant pour assurer la sécurité N-1 du réseau suisse dans la plupart des cas.

28. Sur la base des informations reçues, la CREG comprend que, dans les situations critiques en question, des mesures correctives adéquates ne peuvent souvent pas être prises au national en Suisse pour garantir la sécurité N-1 attendue du réseau suisse. En effet, dans la plupart des cas, tous les transformateurs du nord de la Suisse qui raccordent le réseau à 380 kV au réseau à 220 kV se trouvent simultanément à leur limite maximale. Par exemple, des actions topologiques, telles que l'adaptation des positions des transformateurs-déphaseurs pour supprimer la congestion sur une partie des transformateurs, aggraverait le problème sur les autres transformateurs. Pour la même raison, un redispatching interne ne serait pas suffisant. Vu que les flux circulent du nord vers le sud en cas de congestion, un réglage à la hausse de la production interne en Suisse permettrait de générer un flux dans le sens inverse et d'éliminer ainsi la congestion sur les transformateurs. Cependant, cette capacité réglée à la hausse devrait alors être compensée en dehors de la zone de réglage suisse, sans quoi une charge supplémentaire serait à nouveau créée sur les autres transformateurs. Le seul recours à des moyens de redispatching internes ou à des actions topologiques ne permet pas de garantir la sécurité N-1 du réseau. Un redispatching coordonné avec les GRT voisins est donc nécessaire dans ces cas-là.

29. Il convient également de préciser que, lors de l'utilisation du redispatching à la hausse interne à la Suisse, les unités de production qui peuvent être utilisées à cette fin sont généralement des centrales de pompage. Le parc de production suisse se compose essentiellement de centrales nucléaires et de centrales hydroélectriques. Contrairement aux centrales nucléaires, ces dernières sont beaucoup plus flexibles et conviennent donc à un réglage rapide de la puissance. Cependant, les réservoirs d'eau ont une capacité limitée et ne conviennent donc pas pour un redispatching répété et prolongé. Selon les informations obtenues, une utilisation excessive des centrales de pompage pour le redispatching compromettrait la sécurité d'approvisionnement. Le niveau des réservoirs d'eau doit donc être pris en compte lors de l'utilisation des centrales de pompage pour le redispatching, de même que l'efficacité du redispatching en fonction de la situation topologique de la centrale de pompage par rapport à l'élément de réseau congestionné. Dans ces situations, la sécurité N-1 du réseau ne devrait idéalement pas être garantie par des moyens de redispatching interne, mais par un redispatching trilatéral. Ainsi, en cas d'échanges commerciaux importants de capacités de l'Allemagne vers la France, le GRT suisse pourrait demander aux GRT allemands de redispatcher à la baisse et aux GRT français de redispatcher à la hausse. Lors du redispatching, les GRT peuvent tenir compte de l'emplacement des unités de production réglées à la hausse et à la baisse afin de maximiser l'efficacité du redispatching. D'après les informations fournies par le régulateur suisse, les procédures et les conditions d'un tel redispatching trilatéral entre la Suisse, la France et l'Allemagne n'existent pas encore aujourd'hui. Les parties intéressées ont indiqué qu'elles étudiaient l'option d'un redispatching trilatéral comme solution pour assurer la sécurité du réseau suisse après avril 2019.

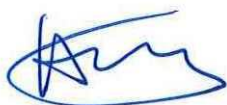
30. La CREG estime que le redispatching trilatéral, par lequel les GRT suisses, français et allemands garantissent la sécurité du réseau, est une bonne solution à long terme car elle permet aux GRT d'utiliser les résultats du couplage des marchés journalier, d'effectuer des calculs précis et de déterminer le redispatching le plus efficace en fonction des informations topologiques.

31. Toutefois, la CREG comprend, sur la base des informations reçues, qu'une telle solution n'est pas encore disponible aujourd'hui. La CREG est d'avis que la solution proposée de restriction des importations françaises dans le couplage des marchés CWE est une solution pragmatique pour garantir la sécurité du réseau suisse durant cet hiver. La solution proposée utilise les procédures opérationnelles existantes lors de la phase de validation du calcul de capacité. Par ailleurs, la CREG estime que l'impact de la mesure sur les échanges CWE sera relativement limité. La mesure ne s'applique en effet qu'à des volumes échangés relativement élevés, pendant les heures nocturnes et est limitée dans le temps. Toujours sur le plan de la sécurité du système, la méthodologie proposée prévoit la possibilité pour le GRT français RTE de refuser la demande de restriction des importations françaises.

4. DECISION

En application de l'article 15.2 du règlement (CE) n° 714/2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, de l'article 5.2 de l'annexe 1 du règlement (CE) n° 714/2009 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, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz décide, pour les raisons qui précèdent, d'approuver la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR concernant l'adaptation apportée au couplage de marchés journalier dans la région Europe Centre-Ouest (CWE) faisant suite à l'application d'une restriction des importations françaises durant la période hivernale 2018-2019 en cas de risques prévus pour la sécurité du réseau électrique suisse. Cette approbation se limite aux adaptations par rapport au CWE FBMC *approval package* du 30 mai 2018. Les conditions posées par la CREG dans ses décisions (B)1442 et (B)1814 restent pleinement en vigueur.

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

Documentation of the CWE FB MC solution

(Décembre 2018 – version 4.0)

Version anglaise – 15 décembre 2018

ANNEXE 2

Annexe 15.29: Implémentation de la contrainte externe française pour l'hiver 2018-2019

Version française – 17 décembre 2018

ANNEXE 3

Communication to CWE NRAs on the update of the CWE FBMC Approval Package for Swissgrid winter 2018-2019 measures

Version anglaise – Décembre 2018

ANNEXE 4

Common position paper of CWE NRAs on the update of the Day-Ahead Flow-Based Market Coupling methodology submitted on 17 December 2018

Version anglaise – le 11 janvier 2019

ANNEXE 5

Réponse de Febeliec à la consultation