

# Document de consultation publique

(PRD)1636  
17.07.2017

## À savoir

Projet de décision (B)1636 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités

# APERCU

## Objet :

La CREG organise une consultation publique concernant le projet de décision (B)1636 relative à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités. La proposition d'Elia est jointe au présent projet de décision.

## Modalités de la consultation :

### 1) Période de consultation :

Cette période de consultation compte 6 semaines et se termine le 06.09.2017 à 23.59 CET inclus.

### 2) Mode de transmission des observations :

- Par courriel à [consult.1636@creg.be](mailto:consult.1636@creg.be) et/ou
- Par lettre au membre indiqué du Comité de direction de la CREG :

CREG  
Andreas TIREZ  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 BRUXELLES

Si le répondant estime que sa réponse comporte des informations confidentielles, ces informations doivent être indiquées précisément et sans ambiguïté dans la réponse comme étant confidentielles. En outre, cette réponse doit stipuler les raisons de la confidentialité et l'éventuel désavantage ou préjudice que pourrait subir le répondant si ces informations confidentielles étaient malgré tout publiées. Si le répondant (autre qu'une personne physique) estime avoir une raison valable pour que son nom ne soit pas divulgué, il le motive dans sa réponse.

### 3) Personne de contact et/ou coordonnées de contact pour tous renseignements :

Nico Schoutteet, +32 2 289 76 11, [consult.1636@creg.be](mailto:consult.1636@creg.be)

# Projet de décision

(B)1636  
17 juillet 2017

Projet de décision relative à la proposition de la SA  
ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une  
méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating  
dans le calcul des capacités

Prise en application de l'article 23, §2, 36°, 38°, 40° et 41° 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. LOI DU 29 AVRIL 1999 RELATIVE À L'organisation du marché de l'électricité .....	4
1.2. REGLEMENT (CE) N° 714/2009 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 13 JUILLET 2009 SUR LES CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU POUR LES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE.....	5
1.3. REGLEMENT (UE) 2015/1222 DE LA COMMISSION DU 24 JUILLET 2015 ETABLISSANT UNE LIGNE DIRECTRICE RELATIVE A L'ALLOCATION DE LA CAPACITE ET A LA GESTION DE LA CONGESTION	6
2. ANTECEDENTS.....	8
2.1. GÉNÉRALITÉS .....	8
2.2. CONSULTATION .....	10
3. ANALYSE DE LA PROPOSITION.....	11
3.1. DYNAMIC LINE RATING.....	11
3.2. AMPACIMON .....	11
3.3. ELIA.....	12
3.4. ANALYSE DE LA PROPOSITION DLR.....	14
3.4.1. Elia .....	14
3.4.2. CREG .....	15
4. PROJET DE DÉCISION .....	23
RÉFÉRENCES .....	24
ANNEXE 1.....	25

# INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : « la CREG ») examine ci-après la demande d'approbation de la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR (ci-après : « Elia ») pour une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* (ci-après : « DLR ») dans le calcul des capacités (ci-après : « la proposition DLR »). Elle se fonde pour ce faire sur l'article 23, deuxième alinéa, 36° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : « la loi électricité »).

Le 21 avril 2017, la CREG a reçu par courrier la proposition DLR d'Elia en langue anglaise.

Le présent projet de décision s'articule en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents et la consultation publique du projet de décision. Dans la troisième partie, la CREG analyse la méthodologie proposée. Enfin, la quatrième partie comporte le projet de décision proprement dit.

Le présent projet de décision a été approuvée par le Comité de Direction de la CREG lors de sa réunion du 17 juillet 2017.

# 1. CADRE LEGAL

1. Ce chapitre définit le caractère légal qui s'applique à la proposition d'Elia et sur lequel repose le présent projet de décision. La législation belge et européenne constituent le cadre légal.

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

2. L'article 8 de la loi électricité attribue certaines tâches à Elia, en particulier concernant le calcul des capacités de transport entre zones.

*Art. 8. § 1. 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;*

*(...)*

*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;*

*§ 1er bis. Dans le cadre des tâches visées au § 1er, le gestionnaire du réseau s'emploie en premier lieu à faciliter l'intégration du marché.*

*A cette fin, le gestionnaire du réseau veille à se coordonner avec les gestionnaires de réseau de transport voisins d'Europe du nord-ouest, à savoir les Pays-Bas, le Luxembourg, la France et l'Allemagne, ainsi qu'avec d'autres gestionnaires de réseau européen pertinents, pour la mise en oeuvre d'une méthode et d'une procédure commune coordonnée de gestion de la congestion pour les attributions de capacités ayant leur échéance à un an, à un mois et à un jour. Le gestionnaire du réseau veille à ce que cette coordination 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, et à ce qu'elle comprenne notamment :*

*(...)*

*Le gestionnaire du réseau publie également toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles et de toutes données utiles communiquées par les opérateurs du marché. Le gestionnaire du réseau publie au moins les données suivantes :*

*(...)*

*d) chaque jour : les capacités de transport à un jour et intrajournalières à la disposition du marché pour chaque unité de temps du marché, en tenant compte de l'ensemble des réservations à un jour sur une base nette, des programmes de production à un jour, des prévisions concernant la demande et de la planification des travaux d'entretien du réseau;*

*e) la capacité totale déjà attribuée, par unité de temps du marché, et toutes les conditions utiles dans lesquelles cette capacité peut être utilisée (par exemple, le prix d'équilibre des ventes aux enchères, les obligations concernant les modalités d'utilisation des capacités, etc.), afin de déterminer les éventuelles capacités restantes;*

(...)

3. L'article 23 de la loi électricité confie à la CREG la compétence d'évaluer les règles suivies par le gestionnaire de réseau, en l'espèce Elia, pour la gestion de la congestion et le calcul des capacités dans son réseau de transport et sur les interconnexions vers d'autres réseaux d'électricité.

*Art. 23. § 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 oeuvre 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° ;*

(...)

*40° apprécie le plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau publié par le gestionnaire du réseau en application de l'article 8, § 1er, alinéa 3, 14° ;*

*41° apprécie la façon dont le gestionnaire du réseau publie toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles en application de l'article 8, § 1erbis, alinéa 3;*

## **1.2. REGLEMENT (CE) N° 714/2009 DU PARLEMENT EUROPEEN ET DU CONSEIL DU 13 JUILLET 2009 SUR LES CONDITIONS D'ACCES AU RESEAU POUR LES ECHANGES TRANSFRONTALIERS D'ELECTRICITE**

4. L'article 16 du règlement (CE) 714/2009 fixe les principes généraux de gestion de la congestion. Ces principes valent pour l'ensemble des GRT de l'Union. Le quatrième alinéa dispose que le GRT est tenu de mettre à disposition du marché la capacité de transport maximale. Cette obligation vaut tant pour les lignes de transport entre zones que pour les lignes de transport internes par lesquelles les flux transfrontaliers sont mis à disposition :

*Art. 16. 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.*

5. Une série d'« Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » ont été ajoutées à l'annexe 1 du règlement (CE) 714/2009.

*1. Généralités*

(...)

*1.4. En cas de congestion structurelle, les GRT mettent en œuvre sans délai les méthodes et dispositions appropriées de gestion de la congestion qui ont été préalablement définies et adoptées d'un commun accord. Les méthodes de gestion de la congestion garantissent que les flux physiques d'électricité associés à toutes les capacités de transport attribuées sont conformes aux normes de sécurité du réseau.*

(...)

*1.10 Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles. Cette évaluation comprend une consultation de tous les acteurs du marché ainsi que des études spécialisées.*

### **1.3. REGLEMENT (UE) 2015/1222 DE LA COMMISSION DU 24 JUILLET 2015 ETABLISSANT UNE LIGNE DIRECTRICE RELATIVE A L'ALLOCATION DE LA CAPACITE ET A LA GESTION DE LA CONGESTION**

6. Bien que le cadre légal du règlement (UE) 2015/1222 (ci-après : le règlement CACM) ne s'applique pas au couplage de marchés de la région CWE, certaines dispositions pertinentes sont rappelées ci-après. Le couplage de marchés journalier CWE peut en effet être considéré comme un projet pilote volontaire sur lequel le couplage de marchés journalier et infra-journalier dans la région de calcul des capacités Core sera basé, conformément à l'article 20, alinéa 2.

7. L'article 21, alinéa premier, b) du règlement CACM décrit les éléments qui doivent être décrits dans la méthodologie pour le calcul des capacités pour chaque échéance de calcul des capacités. Les paramètres d'entrée utilisés pour le calcul des capacités, parmi lesquels l'*I<sub>max</sub>* et le *F<sub>max</sub>* dans une méthodologie fondée sur les flux, doivent donc être décrits en détail et harmonisés autant que possible entre tous les GRT d'une région de calcul des capacités.

*Article 21 : Méthodologie pour le calcul de la capacité*

*1. La proposition de méthodologie commune pour le calcul de la capacité relative à une région pour le calcul de la capacité déterminée conformément à l'article 20, paragraphe 2, comporte au minimum les éléments suivants pour chaque échéance de calcul de la capacité:*

*a) (...)*

*b) une description détaillée de l'approche suivie pour le calcul de la capacité comprenant les éléments suivants:*

*(i) une description mathématique de l'approche utilisée pour le calcul de la capacité avec différentes données d'entrée pour ledit calcul;*

*(ii) (...)*

(...)



*4. Tous les GRT de chaque région pour le calcul de la capacité utilisent, dans la mesure du possible, des données d'entrée harmonisées pour le calcul de la capacité. (...)*

## 2. ANTECEDENTS

### 2.1. GÉNÉRALITÉS

8. En septembre 2014, la CREG a publié une série de recommandations<sup>1</sup> qui, dans le contexte de rareté ou de pénurie d'électricité, étaient selon elle souhaitables, voire nécessaires, pour améliorer le fonctionnement du marché et l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Dans le cadre de cet exercice, l'existence et l'utilisation d'un *Dynamic Line Rating* (DLR) avaient été proposées pour la première fois afin de maximiser la capacité d'interconnexion avec les zones de réglage voisines.

9. Depuis fin 2014, Elia utilise la technologie d'Ampacimon pour le suivi de l'«ampacité» (capacité) autorisée de certaines lignes de transport aux frontières avec les Pays-Bas et la France. Cette technologie consiste en l'installation de capteurs et d'un logiciel afin de prédire l'ampacité sur ces lignes de transport. Les capteurs d'Ampacimon mesurent le *sag* (flèche) ou la distance entre le point le plus haut et le plus bas d'une ligne de transport. Sur la base de l'affaissement et de la vitesse du vent, qui est également mesurée, l'ampacité de la ligne de transport est calculée et appliquée au suivi en temps réel de la situation du réseau de transport.

10. En avril 2015, la CREG a approuvé, dans sa décision finale (B)150423-CDC-1410<sup>2</sup>, la mise en place d'un couplage des marchés journaliers fondé sur les flux de la région Europe Centre-Ouest (ci-après : « CWE »). La base de la demande d'approbation d'Elia était constituée de l'*Approval Package*, qui a été développé conjointement par l'ensemble des gestionnaires de réseau de transport (GRT) et des bourses de la région CWE et soumis aux régulateurs concernés.

11. Dans la méthodologie proposée pour le couplage de marchés basé sur les flux, les GRT ont décrit les paramètres d'entrée nécessaires pour le calcul des capacités. La description des paramètres *I<sub>max</sub>* en *F<sub>max</sub>*, en tant que flux maximal et puissance électrique maximale qu'un élément critique du réseau peut soutenir, a été intégrée dans les parties 4.1.2 et 4.1.3 de l'*Approval Document*.<sup>3</sup> Les GRT de la région CWE y ont noté ce qui suit:

*“As the thermal limit and relay setting can vary in function of weather conditions, I<sub>max</sub> is usually fixed at least per season. When the I<sub>max</sub> value depends on the outside temperature, its value can be reviewed by the concerned TSO if outside temperature is announced to be much higher or lower than foreseen by the seasonal values. I<sub>max</sub> is not reduced by any security margin, as all margins have been covered by the calculation of the Critical outage by the Flow Reliability Margin (...).”*

L'ensemble des autorités de régulation de la région CWE ont approuvé cette description générale du paramètre d'entrée *I<sub>max</sub>*, bien que la méthode de calcul spécifique, qui varie selon le GRT considéré, n'ait pas été décrite.

12. Dans son étude (F)160324-CDC-1520<sup>4</sup> et sa note (Z)160711-CDC-1546<sup>5</sup>, la CREG a insisté une nouvelle fois sur l'importance de l'intégration du DLR dans le calcul des capacités. Vu l'expérience raisonnablement suffisante qu'Elia a acquise dans l'utilisation des limites dynamiques pour le flux autorisé sur les éléments critiques du réseau équipés de modules Ampacimon, ces limites peuvent être

---

<sup>1</sup> [Etude](#) (F)140908-CDC-1352 relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

<sup>2</sup> [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).

<sup>3</sup> [Documentation](#) of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval request

<sup>4</sup> [Study](#) (F)160324-CDC-1520 on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September and 16 October 2015

<sup>5</sup> [Note](#) (Z)160711-CDC-1546 relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché

mises en place de manière efficace et fiable dans le calcul des capacités pour les échéances journalière et infra-journalière.

13. Depuis la fin 2015, la CREG reçoit, par rapport mensuel d'Elia, une série de données relatives à l'application et à la surveillance du DLR sur les lignes de transport pertinentes. Ces données contiennent les limites dynamiques en temps réel fixées par Ampacimon, les prévisions de l'ampacité jusqu'à 60 heures avant le temps réel, les limites saisonnières statiques de ces lignes et les flux physiques mesurés en temps réel sur les lignes. Plus bas dans le présent projet de décision, la CREG utilise ces données pour étayer l'analyse de la proposition DLR.

14. A plusieurs reprises en 2016 (concertations des 26 avril 2016 et 18 juillet 2016), Elia et la CREG ont convenu qu'Elia soumettrait pour approbation fin 2016 une proposition d'utilisation du DLR dans le calcul des capacités. Cette proposition devait contenir une méthodologie permettant à Elia d'intégrer, de manière efficace et sûre, les données obtenues à partir des analyses DLR dans le calcul des capacités de transport maximales disponibles.

15. Le 6 décembre 2016, Elia a indiqué à la CREG que, compte tenu de la situation tendue sur les marchés de l'électricité dans la région CWE, elle avait commencé le 5 décembre à augmenter le  $F_{max}$  sur une série de lignes de transport, d'après les informations tirées des analyses DLR d'Ampacimon. Ce point avait également été communiqué à tous les acteurs du marché dans un avis publié sur le site du JAO<sup>6</sup> le 2 décembre 2016. Un document contenant la description du calcul et de l'application de ces données DLR avait également été envoyé à titre d'information. Des explications sur la mise en œuvre de cette méthode et sur la situation dans laquelle elle a été appliquée (de manière accélérée) ont été fournies par Elia lors d'une concertation le 22 décembre 2016.

16. Le 23 février 2017, la CREG a demandé par lettre à Elia de soumettre une proposition formelle d'approbation d'une méthodologie pour l'application du DLR dans le calcul des capacités. La CREG a précisé que, malgré l'application rapide du DLR à compter du 6 décembre 2016, elle exigeait une méthodologie plus détaillée et une demande d'approbation. La CREG considère en effet la mise en œuvre du DLR par le biais des *hardware* et *software* d'Ampacimon comme une modification substantielle de la méthodologie de détermination de l' $I_{max}$  et du  $F_{max}$ , telle qu'approuvée par l'ensemble des autorités de régulation de la région CWE en mars 2015.

17. Elia a répondu, par lettre du 17 mars 2017, en confirmant les accords qu'elle a conclus avec la CREG mentionnés aux numéros 14 et 15. Dans cette lettre, Elia a notifié formellement la mise en service du DLR sur certaines lignes de transport choisies. Elia a toutefois émis une réserve sur l'argumentation de la CREG, selon laquelle celle-ci considérait l'instauration du DLR comme une modification substantielle de la méthode de calcul des paramètres  $I_{max}$  et  $F_{max}$  dans le couplage de marchés fondé sur les flux. Elia a en effet affirmé que la mise en œuvre du DLR ne modifiait que la méthode de calcul opérationnelle d'un paramètre d'entrée et non la méthodologie approuvée pour le couplage de marchés fondé sur les flux. En conséquence, Elia a décidé de ne pas soumettre de demande d'approbation pour le DLR.

18. Suite aux lettres précitées, la CREG a fourni à Elia les arguments suivants pour une demande d'approbation formelle dans sa lettre du 6 avril 2017, dont le directeur général du SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie a été mis en copie pour des raisons formelles<sup>7</sup> :

- L'application actuelle du DLR (depuis le 5 décembre 2016) n'entraîne en effet pas, comme l'indique Elia, de modification de la méthodologie du couplage de marchés fondé sur les flux. Néanmoins, une mise en œuvre complète du DLR modifie bel et bien le mode de calcul de l' $I_{max}$

<sup>6</sup> [http://jao.eu/news/messageboard/view?parameters={\"NewsId\"%3A\"4885b1cb-9420-40f1-8735-a6d10089cad7\"%2C\"FromMoreJAO\"%3A\"1\"}](http://jao.eu/news/messageboard/view?parameters={\)

<sup>7</sup> Article 23, § 2, 36° de la loi électricité : *La commission en informe la Direction générale de l'Energie.*

et du *Fmax*, comme le décrit sommairement l'*Approval Document* (version du 1<sup>er</sup> août 2014, sections 4.1.2 et 4.1.3).

- Le mode de calcul de ces paramètres d'entrée et d'autres paramètres similaires relève de la compétence discrétionnaire individuelle de chaque GRT et ne doit donc pas être approuvé par l'ensemble des autorités de régulation au niveau CWE, comme le propose Elia. S'agissant de la procédure d'approbation et du fondement légal, la CREG renvoie à l'article 23, § 2, 36° de la loi électricité.
- Enfin, la CREG a rappelé qu'en vertu de l'article 8, § 1<sup>er</sup>, 14° de la loi électricité, Elia est tenue de maximiser la capacité de transport disponible pour le marché.

19. Le 21 avril 2017, Elia a soumis à la CREG une demande d'approbation formelle d'une méthodologie pour l'utilisation du DLR dans le calcul des capacités. Elia s'est toutefois déclarée explicitement en désaccord avec l'argumentation de la CREG mentionnée au numéro 18. La demande d'approbation de la proposition DLR doit être considérée comme une réponse exceptionnelle à la demande de la CREG. Les futures méthodologies de calcul des capacités et de gestion des congestions seront soumises par Elia à la CREG pour approbation au niveau CWE ou Core (le cas échéant), conformément aux règlements CACM et FCA.

20. La proposition DLR comprend, outre la lettre d'accompagnement, une méthodologie, en anglais, de la mise en œuvre et de l'application du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités. C'est sur cette proposition DLR, jointe en ANNEXE 1, que porte le présent projet de décision.

## 2.2. CONSULTATION

21. La législation belge et européenne pertinente n'impose pas explicitement à Elia d'organiser une consultation publique sur la proposition DLR. Les acteurs du marché belges n'ont par conséquent pas été consultés lors de l'établissement de cette proposition. Le comité de direction de la CREG décide, en vertu de l'article 23, § 1<sup>er</sup> de son règlement d'ordre intérieur et d'organiser, dans le cadre du présent projet de décision, une consultation publique sur le site Web de la CREG du 24 juillet 2017 au 4 août 2017 inclus.

En outre, la CREG s'engage à consulter les régulateurs des zones de dépôt des offres limitrophes et l'ACER et à communiquer les résultats des analyses. A cet effet, le présent projet de décision et la proposition DLR d'Elia seront envoyés par lettre aux régulateurs de la région CWE<sup>8</sup> et à l'ACER. Dans le cadre de la collaboration avec l'ensemble des régulateurs<sup>9</sup> de la région de calcul des capacités Core, la proposition DLR et le projet de décision de la CREG seront discutés dans les forums de concertation prévus à cet effet. Toutes ces démarches seront accomplies conformément à l'article 23, deuxième alinéa, 36° de la loi électricité

---

<sup>8</sup> ACM, BNetzA, CRE, E-Control et ILR

<sup>9</sup> ACM, AGEN-RS, ANRE, BNetzA, CRE, E-Control, ERU, HEA, HERA, ILR, RONI et URE

## 3. ANALYSE DE LA PROPOSITION

### 3.1. DYNAMIC LINE RATING

23. Le *Dynamic Line Rating* (DLR) est une méthode permettant de déterminer de manière dynamique l'ampacité de lignes de transport aériennes. L'ampacité (de l'anglais AMPère caPACITY) d'une ligne de transport se définit généralement comme le courant électrique maximum pouvant parcourir une ligne de transport, compte tenu de la conception et des critères de sécurité de cette ligne.

24. Indépendamment des caractéristiques de la ligne, l'ampacité d'une ligne de transport est également déterminée de manière dynamique par des facteurs tels que (e.a.) la température ambiante, le rayonnement solaire, ainsi que la vitesse et la direction du vent. Ces facteurs ont en effet tous une influence sur la capacité de la ligne à absorber la chaleur générée par le courant électrique qui y circule.<sup>10</sup>

25. Dans la méthode actuelle de calcul des capacités en jour moins un basée sur les flux, telle qu'appliquée par les GRT de la région CWE et décrite dans l'*Approval Package*, le courant maximal qu'une ligne peut supporter est défini comme l'*I<sub>max</sub>*. En règle générale, ce flux d'électricité maximal (l'ampacité) est représenté par une valeur fixe par saison, eu égard à l'interaction de cette valeur maximale avec les conditions météorologiques. Dans des circonstances exceptionnelles, notamment durant de longues périodes marquées par des températures exceptionnellement basses ou chaudes, l'*I<sub>max</sub>* peut être fixé à une valeur plus haute ou plus basse que la limite saisonnière normale. Dans la description de l'*I<sub>max</sub>*, les GRT de la région CWE indiquent en outre qu'aucune marge de sécurité ne s'applique à l'*I<sub>max</sub>*, vu que toutes les incertitudes sont considérées dans le calcul de la *Flow Reliability Margin* (FRM).

26. En cas d'application du DLR, la température ambiante, la vitesse du vent et l'orientation du vent par rapport à la ligne de transport sont prises en compte et l'*I<sub>max</sub>* de la ligne est calculé de manière dynamique, que ce soit en temps réel ou dans le calcul de capacités, sur la base de ces conditions météorologiques. Cette méthode contraste avec les limites saisonnières statiques de l'*I<sub>max</sub>*, que la plupart des GRT de la région CWE utilisent aujourd'hui.

### 3.2. AMPACIMON

27. Ampacimon est une entreprise belge qui, en tant que *spin-off* de l'Université de Liège, propose depuis 2010 des systèmes permettant de réaliser le monitoring de l'ampacité de lignes de transport à l'aide de la ligne de produits ADR (*Ampacimon Dynamic Rating*). Pour ce faire, elle a développé un logiciel de modélisation, des systèmes de monitoring, ainsi que des logiciels et des algorithmes visant à prédire l'ampacité en tant que paramètre d'entrée pour les calculs de capacités des gestionnaires de réseau de transport et de distribution.

28. Depuis l'hiver 2014, Elia collabore avec Ampacimon pour le suivi en temps réel de l'ampacité de huit lignes de transport d'Elia, aux frontières avec la France et les Pays-Bas. Des modules *ADR Sense* ont été installés à cet effet sur ces lignes de transport. Ces capteurs mesurent, sur la base des vibrations

---

<sup>10</sup> PUFFER, R.; SCHMALE, M.; RUSEK, B.; NEUMANN, C. en SCHEUFEN, M. (2012) Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements. Cigré, [http://www.cigre.org/content/download/16926/680232/version/1/file/B2\\_106\\_2012.pdf](http://www.cigre.org/content/download/16926/680232/version/1/file/B2_106_2012.pdf).

mécaniques d'une ligne, la flèche (*sag*) de cette ligne et donc la distance restante entre le point le plus bas de cette ligne et le sol.

29. Par ailleurs, ces huit lignes ont immédiatement été équipées de la technologie *ADR Horizon*, qui permet de mettre en corrélation des prévisions météorologiques externes et l'historique de l'ampacité en temps réel mesurée via les modules *ADR Sense*. A l'aide d'algorithmes développés par Ampacimon, ces observations historiques peuvent à terme être utilisées afin de prédire des intervalles de confiance pour l'ampacité, à différents horizons de prévision pertinents pour les calculs de capacités d'Elia.

30. *ADR Horizon* procure, aux intervalles de confiance définis par l'utilisateur, des données relatives aux prévisions de l'ampacité de lignes de transport. Ces données comprennent des valeurs horaires par intervalles de six heures, jusqu'à 60 heures avant le temps réel. Les données fournies peuvent donc être utilisées comme paramètres d'entrée pour les fichiers D2CF, DACF et IDCF<sup>11</sup> dans les calculs de capacités journalières et infra-journalières d'Elia et des GRT de la zone CWE.

### 3.3. ELIA

31. L'utilisation par ELIA de la technologie DLR d'Ampacimon peut être subdivisée en deux applications différentes, quoique liées:

- En temps réel : Depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2014, Elia utilise le DLR pour le monitoring en temps réel de 8 lignes de transport critiques sur les interconnexions avec les Pays-Bas et la France. Cela a nécessité la coordination des GRT voisins (TenneT B.V. pour les Pays-Bas et RTE pour la France). Pour chaque ligne de transport transfrontalière, deux limites sont donc calculées : l'une statique (par TenneT ou RTE) et l'autre dynamique (par Elia). Par convention entre les GRT concernés, l'ampacité effectivement utilisée pour ces interconnexions est calculée comme la valeur minimale des deux limites.
- Dans le calcul de capacités : Comme indiqué au numéro 15, Elia utilise depuis le 5 décembre 2016 les valeurs d'*ADR Horizon* (qui sont déterminées en combinant les mesures en temps réel sur les capteurs *ADR Sense* et les prévisions météo utilisées) pour calculer les capacités de transport entre zones. Cela se traduit notamment par l'intégration des prévisions du calcul de capacités journalières et infrajournalières, plafonnées à 105 % de la limite saisonnière statique de la ligne de transport concernée, dans les fichiers D2CF, DACF et IDCF.

32. Dans la proposition DLR, Elia décrit l'installation des capteurs *ADR Sense* et d'*ADR Horizon*<sup>12</sup> sur certains éléments critiques du réseau, qui sont importants pour le calcul de capacités dans le couplage journalier basé sur les flux des marchés CWE :

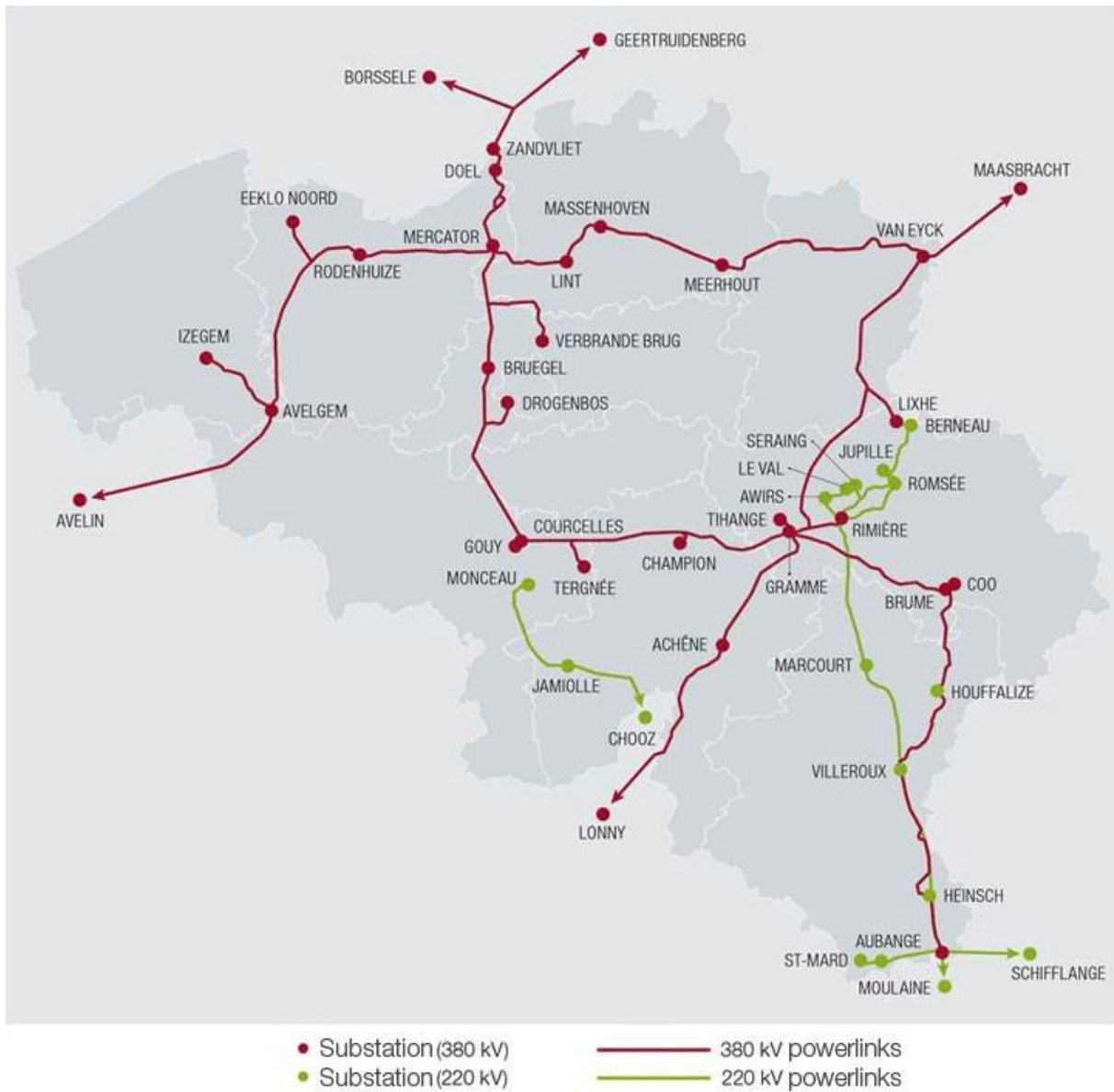
1. **380.19** Achène – Lony
2. **380.25** Doel – Zandvliet
3. **380.11** Herderen – Van Eyck
4. **380.28** Van Eyck – Maasbracht
5. **380.79** Avelgem – Mastaing
6. **380.80** Avelgem – Avelin
7. **380.26** Doel – Zandvliet
8. **220.513** Aubange – Moulaine
9. **220.514** Aubange – Moulaine

---

<sup>11</sup> D2CF: 2-Days Ahead Congestion Forecast, DACF: Day-Ahead Congestion Forecast, IDCF: Intraday Congestion Forecast

<sup>12</sup> Instantané au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Ces lignes sont représentées graphiquement dans la Figure 1 ci-dessous. Toutes les lignes de transport sont soit transfrontalières (1, 4, 5, 6, 8, 9), soit directement (via maximum une station intermédiaire) raccordées à une ligne transfrontalière (2, 3, 7).



**Figure 1** Aperçu des lignes haute tension importantes sur le réseau de transport belge  
 Source : Elia

33. Sur les lignes, mentionnées au numéro 32, pour lesquelles Elia dispose de capteurs *ADR Sense* et d'une licence *ADR Horizon*, des prévisions de l'ampacité dynamique peuvent donc être générées jusqu'à 60 heures avant le temps réel. Pour autant qu'elles ne dépassent pas le plafond de 105 % des limites saisonnières statiques, ces prévisions peuvent ensuite être utilisées par Elia comme paramètres d'entrée pour les fichiers D2CF, DACF et IDCf du calcul de capacités.

## 3.4. ANALYSE DE LA PROPOSITION DLR

### 3.4.1. Elia

34. L'analyse d'Elia, telle qu'exposée dans la proposition DLR, se fonde sur les données recueillies entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 31 octobre 2016.<sup>13</sup> Dans ses analyses, Elia définit les séries de données suivantes :

- *Real-time ampacity* : l'ampacité effective est mesurée en temps réel par intervalles de 5 minutes. Compte tenu de la variance des conditions météo locales, l'ampacité effective mesurée est souvent très volatile et ne peut dès lors pas être utilisée pour la gestion en temps réel du réseau de transport.
- *Forecast 1h* : Elia fait appel à cette prévision pour la gestion en temps réel du réseau. La *Forecast 1h* est une prévision reflétant, avec une fiabilité statistique suffisante, l'ampacité réelle de l'heure à venir. Selon Elia, la *Forecast 1h* est généralement 10 % à 15 % plus basse que l'ampacité réelle.
- *Forecast Horizon* : ces prévisions peuvent être utilisées par Elia dans les fichiers D2CF, DACF et IDCF et sont calculées jusqu'à 60 heures avant le temps réel, par intervalles de 6 heures. Ces prévisions tiennent compte des prévisions météo de l'heure sur laquelle elles portent.
- *Seasonal limits* : ces limites dans lesquelles le courant peut parcourir de manière fiable une ligne de transport (i.e. *I<sub>max</sub>*), telles que définies dans l'*Approval Document* des GRT de la zone CWE, sont déterminées par saison par Elia et ont été utilisées, jusqu'au 4 décembre 2016 inclus (voir numéro 15), comme paramètres d'entrée pour le calcul de capacités journalières et infra-journalières, via les fichiers D2CF, DACF et IDCF.

35. Dans la proposition DLR, Elia pose, pour diverses raisons, comme règle que *I<sub>max</sub>*, qui sera utilisé à partir du 5 décembre 2015 dans les fichiers D2CF, DACF et IDCF, ne dépassera pas 105% des limites saisonnières des lignes de transport concernées. Les arguments invoqués à cet effet sont les suivants :

- a) L'analyse porte sur une période relativement courte pour laquelle des données sont disponibles : entre les 2000 et 4000 heures, en fonction des flux physiques sur les lignes.
- b) Les *Flow Reliability Margins* sur les éléments critiques du réseau ne sont suffisantes que dans 90% des cas pour résister aux flux physiques réels.
- c) La technologie *ADR Horizon* d'Ampacimon est relativement jeune.
- d) L'absence de cette *capping rule* de 105 % de la limite saisonnière pourrait conduire, dans 1,4% à 3,2% des heures observées, à une situation où la *Forecast 1h* est inférieure à la *Forecast Horizon* pertinente.
- e) Cette fréquence serait précisément inférieure en cas de vague de froid importante.
- f) Il ressort des lignes directrices pour une gestion sûre du réseau de transport et des obligations découlant de l'*ENTSO-E Operational Handbook* qu'une augmentation de 105 % de la limite saisonnière est raisonnablement sûre.

36. La CREG répondra à chacun des arguments avancés par Elia dans la partie **Error! Reference source not found.** ci-dessous.

---

<sup>13</sup> Pour ses analyses, la CREG prendra comme point de départ la même période, qu'elle élargira, si opportun, aux mois plus récents (à partir de novembre 2016).



### 3.4.2. CREG

37. La CREG analyse ci-après les données qu'elle a reçues au sujet du monitoring portant sur l'utilisation du DLR dans la gestion opérationnelle en temps réel d'Elia et dans le calcul des capacités d'interconnexion journalières et infra-journalières disponibles. Le cas échéant, ces données seront utilisées pour étoffer ou réfuter les arguments d'Elia, comme décrit au numéro 35. Cette partie se termine par quelques considérations générales de la CREG, qui soulignent l'importance d'une mise en œuvre correcte du DLR dans le calcul de capacités pour le couplage de marchés de la région CWE.

#### a) Période considérée

38. Dans sa proposition DLR, Elia explique que les prévisions de l'ampacité utilisées en temps réel pour la gestion opérationnelle ne sont fiables que si les flux physiques s'élèvent à plus de 30 % de la capacité nominale au moment du relevé. La proposition DLR ne contient pas de définition pour le terme *capacité nominale* mais la CREG part du principe, pour cette évaluation, qu'il s'agit de la limite saisonnière de la ligne de transport.

39. La CREG fait remarquer que, pour les cinq lignes haute tension qu'Elia a considérées dans les analyses, la charge physique réelle des lignes se situait sous la barre des 30 % des limites saisonnières pendant une partie importante de la période considérée (du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 octobre 2016 inclus). Dans ce cas, les lignes sont enregistrées « en mode dégradé » et les valeurs calculées pour les *Forecast 1h* et *Forecast Horizon* ne sont pas exploitables pour des raisons techniques.

Ligne de transport	Limites saisonnières (été   intersaison   hiver)	Ligne en mode non dégradé 1/01/2015 - 31/10/2016	Ligne en mode non dégradé 1/01/2015 - 31/03/2017
<b>380.11</b> Herderen – Van Eyck	1316 MVA 1395 MVA 1474 MVA	613 heures 3,72 %	1548 heures 7,88 %
<b>380.19</b> Achène – Lony	1439 MVA 1525 MVA 1611 MVA	809 heures 4,90 %	1076 heures 5,48 %
<b>380.23</b> Meerhout – Van Eyck	1439 MVA 1525 MVA 1611 MVA	2332 heures 14,13 %	2349 heures 14,01 %
<b>380.25</b> Doel - Zandvliet	1316 MVA 1395 MVA 1474 MVA	3323 heures 20,14 %	3507 heures 17,85 %
<b>380.80</b> Avelgem - Avelin	1528 MVA 1620 MVA 1712 MVA	2645 heures 16,03 %	3733 heures 19,00 %

**Tableau 1** Nombre d'heures<sup>14</sup> en mode non dégradé pour les lignes de transport sélectionnées, entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 31 octobre 2016 d'une part, et entre le 1<sup>er</sup> janvier 2015 et le 30 mars 2017 d'autre part  
Source : données Elia, calcul CREG

40. La Tableau 1 montre que, pour quatre des cinq lignes, un pourcentage plus élevé de données utilisables peut être obtenu en prolongeant la période étudiée jusqu'en mars 2017. On peut supposer

<sup>14</sup> Vu que, pour certaines heures, les données ne sont pas disponibles (suite, entre autres, à des coupures de lignes de transport), un nombre d'heures équivalent n'est pas pris en considération pour chaque ligne.

que, lorsque la situation sur les réseaux de transport et l'équilibre entre l'offre et la demande sont sous pression, la charge de ces lignes de transport est plus élevée. Il s'agit des situations où les flux physiques sur les lignes sont supérieurs à 30 % de la limite saisonnière et où l'application du DLR est plus efficace grâce à l'apport de flux autorisés maximums supplémentaires. La part importante (plus de 80 % des heures de la période considérée) de données inutilisables n'est pas directement un problème, puisque les moments où le DLR est vraiment nécessaire (lorsque le besoin de capacités de transport supplémentaires est le plus criant) sont justement ceux où la charge des lignes est plus élevée et où les modules ne seront jamais enregistrés en mode dégradé.

41. La CREG estime que, même s'il n'est possible d'analyser réellement qu'une part limitée de la période considérée, ces données manquantes ne constituent pas directement un problème pour la validité des résultats observés. En effet, comme expliqué au numéro 40, les données restantes sont précisément celles portant sur les heures où le *Dynamic Line Rating* a le plus de valeur ajoutée.

#### *b) Flow Reliability Margin*

42. Dans sa proposition DLR, Elia indique que la FRM pour le calcul de capacités fondé sur les flux couvre seulement 90 % des situations. La CREG ne sait pas à quoi l'on se réfère. Elle demande dès lors à Elia d'indiquer clairement dans la proposition DLR la manière dont l'utilisation de marges de sécurité via la FRM a une incidence sur l'intégration ou non des valeurs DLR dans le paramètre d'entrée *I<sub>max</sub>*.

43. La CREG renvoie en outre à l'*Approval Document* approuvé pour le couplage de marchés fondé sur les flux dans la région CWE. Dans la partie 4.1.2 en page 24, les GRT de la zone CWE décrivent l'utilisation de l'*I<sub>max</sub>* comme suit :

*The maximum allowable current (I<sub>max</sub>) is the physical limit of a Critical Branch (CB) determined by each TOS in line with its operational criteria. I<sub>max</sub> is the physical (thermal) limit of the CB in Ampere, except when a relay setting imposes to be more specific for the temporary overload allowed for a particular Critical Branch-Critical Outage (CBCO).*

*As the thermal limit and relay setting can vary in function of weather conditions, I<sub>max</sub> is usually fixed at least per season.*

*When the I<sub>max</sub> value depends on the outside temperature, its value can be reviewed by the concerned TSO if outside temperature is announced to be much higher or lower than foreseen by the seasonal values.*

***I<sub>max</sub> is not reduced by any security margin, as all margins have been covered by the calculation of the Critical Outage by the Flow Reliability Margin (FRM, c.f. chapter 4.1.8 and Final Adjustment Value (FA, chapter 4.1.4).***

44. Vu que les GRT de la zone CWE déclarent eux-mêmes dans l'*Approval Document* que les marges de sécurité FRM comportent également l'incertitude relative à l'ampacité réelle de la ligne de transport, la CREG n'accepte pas l'argument d'Elia relatif à la FRM, tel que décrit dans la proposition DLR. Une marge de sécurité supplémentaire visant à couvrir l'incertitude relative à l'utilisation du DLR dans le calcul de capacités va à l'encontre des dispositions de l'*Approval Document* approuvé.

#### *c) Expérience expérimentale d'ADR Horizon*

45. Le fait que les *Forecast Horizons* d'Ampacimon soient le résultat d'une technologie relativement jeune est invoqué par Elia comme argument pour défendre la règle proposée. Aucune analyse n'a été faite pour étayer ce raisonnement. La CREG ne retient donc pas l'argumentation d'Elia.

46. Dans ce contexte, la CREG renvoie à l'article, publié dans T&DWorld<sup>15</sup> avec la collaboration de certains collaborateurs d'Ampacimon. Il ressort de cet article, que même si la technologie sur laquelle les systèmes d'Ampacimon reposent est récente, ces derniers sont suffisamment fiables :

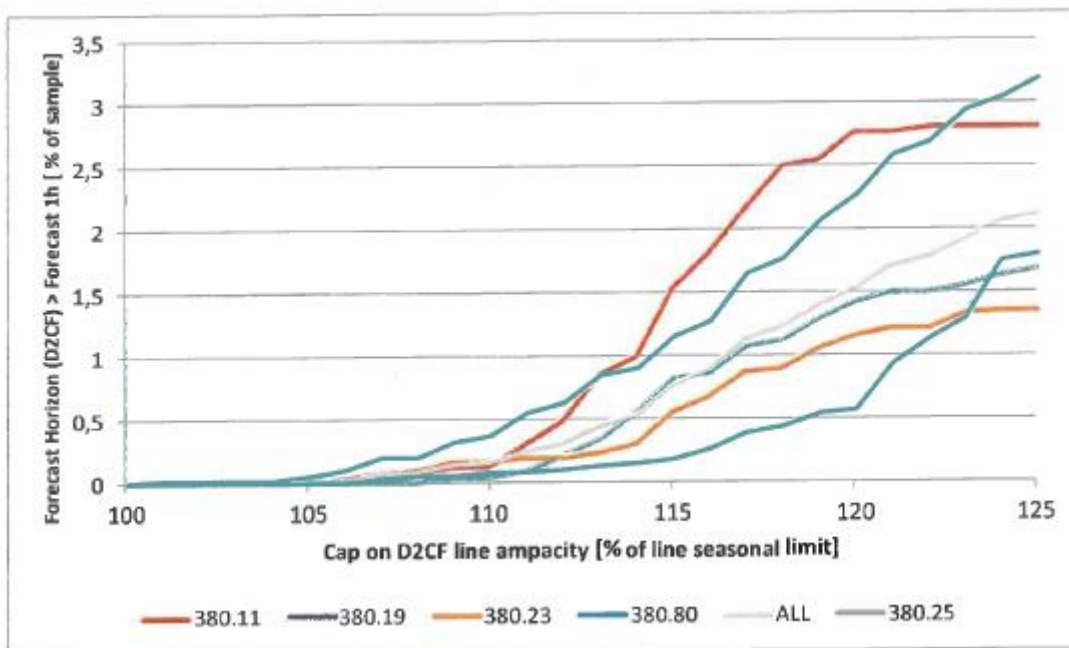
*Elia has used the DLR and dynamic forecast ratings now available for real-time sensors installed on its transmission system overhead line conductors to tackle congestion problems on cross-border interconnectors. Installed in a few months, this DLR project was operational in November 2014 and has been working perfectly since then.*

(T&DWorld, 8 mars 2017)

47. Dans ce même article, on lit par ailleurs que, vu que les *Forecast Horizons* produits par la technologie ADR Horizon plafonnent les capacités supplémentaires à 115 % ou 130 % de la limite saisonnière, le risque qu'elles soient supérieures à la *Forecast 1h* est limité à respectivement 0,0 % et 1,4 % maximum (sur une seule ligne). Ce risque est abordé plus en détail dans la partie suivante.

d) Forecast 1h versus Forecast Horizon

48. Elia invoque, comme quatrième argument venant soutenir la règle proposée pour la mise en œuvre du DLR, qu'une alternative serait d'autoriser une règle selon laquelle, pendant 1,4 % à 3,2 % des heures considérées, la *Forecast 1h* serait inférieure à la *Forecast Horizon 48h* (soit le paramètre d'entrée pour le fichier D2CF). La manière dont Elia calcule ces valeurs prédéfinies n'est pas claire. Les valeurs prédéfinies pour le nombre d'heures considérées où la *Forecast 1h* est inférieure à la *Forecast Horizon* peuvent être tirées du graphique ci-dessous qu'Elia avait ajouté à la proposition DLR.



**Figure 2** Risque de F1 < F48 en fonction du plafonnement au-delà de la limite saisonnière de cinq lignes haute tension  
Source : Proposition DLR d'Elia

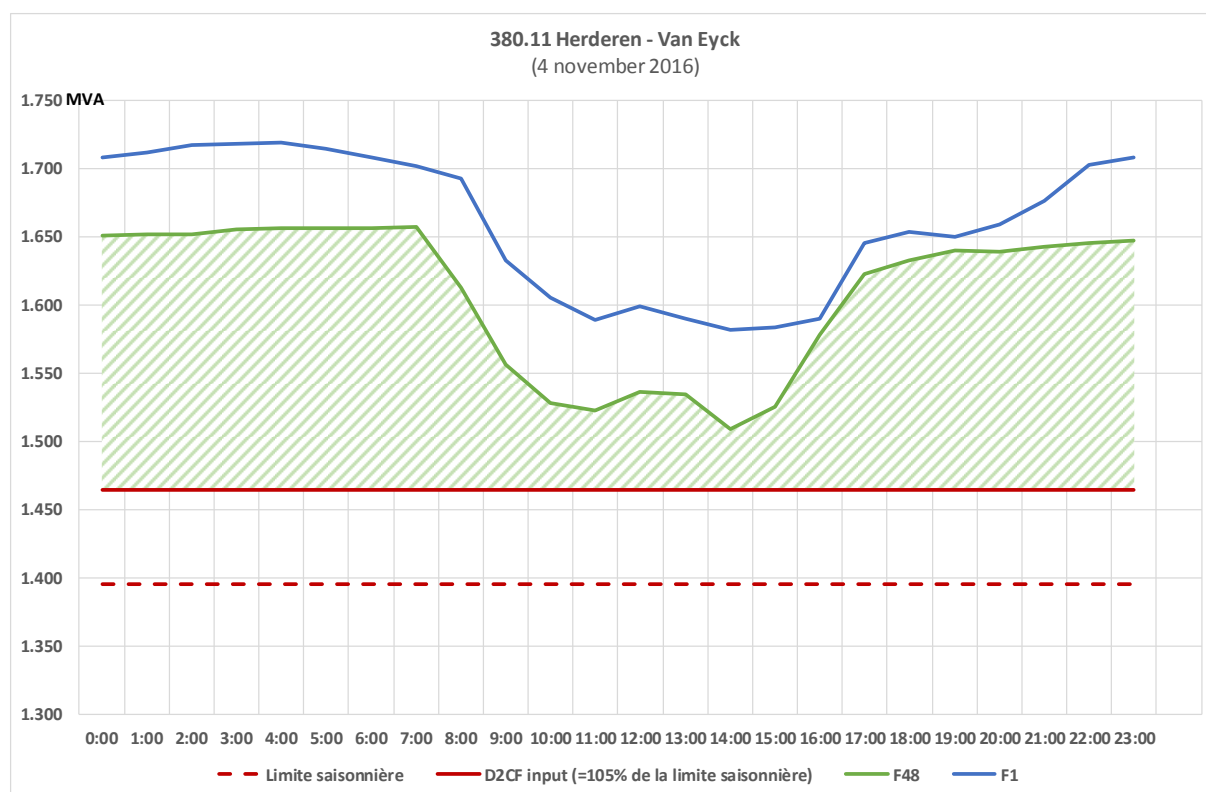
49. La CREG comprend que, comme point de départ, Elia souhaite éviter les situations dans lesquelles la *Forecast 1h*, utilisée comme paramètre d'entrée pour la gestion opérationnelle du réseau

<sup>15</sup> BOURGEOIS, R.; LAMBIN, J. (2017) Dynamic Ratings Increase Efficiency. T&DWorld, [www.tdworld.com/print/32183](http://www.tdworld.com/print/32183).

de transport, serait inférieure aux *Forecast Horizons*<sup>16</sup>. Ces dernières constituent en effet les paramètres d'entrée de l'*I<sub>max</sub>* dans le calcul des capacités journalières et infra-journalières.

50. Face à cet argument, la CREG souhaite toutefois formuler les observations suivantes :

- Même si la *Forecast 1h* est utilisée pour la gestion opérationnelle et l'exploitation en temps réel du réseau de transport, il ne s'agit pas de l'ampacité réelle, effective de la ligne de transport. A la page 4 de la proposition DLR, Elia indique en effet que cette *Forecast 1h* est en moyenne de 10 % à 15 % inférieure à l'ampacité réelle, comme déjà mentionné au numéro 34. En théorie, Elia dispose donc en moyenne de 10 % à 15 % de capacités supplémentaires sur les lignes de transport considérées, même si Elia affirme - à juste titre - que ces capacités supplémentaires sont très volatiles et moins exploitables pour la gestion opérationnelle du réseau de transport.
- Si, selon Elia, l'augmentation pure et simple de la limite saisonnière à 105 % limite à près de 0 % la probabilité que la *Forecast 1h* soit inférieure à la *Forecast Horizon*, cela se fait aux dépens de la mise sur le marché de capacités supplémentaires importantes sur les lignes de transport sélectionnées. Ces capacités supplémentaires sont illustrées dans la Figure 3 ci-dessous, pour un jour aléatoire sur la ligne 380.11. Il ressort de cette figure que durant toute la journée du 4 novembre 2016, 144 MW en moyenne et 192 MW au maximum (entre 7 h et 8 h du matin) ont été autorisés en tant qu'*I<sub>max</sub>* pour la ligne Herderen – Van Eyck dans le fichier D2CF. Ces capacités admissibles supplémentaires par rapport à la règle actuelle sont illustrées par la surface striée de vert.

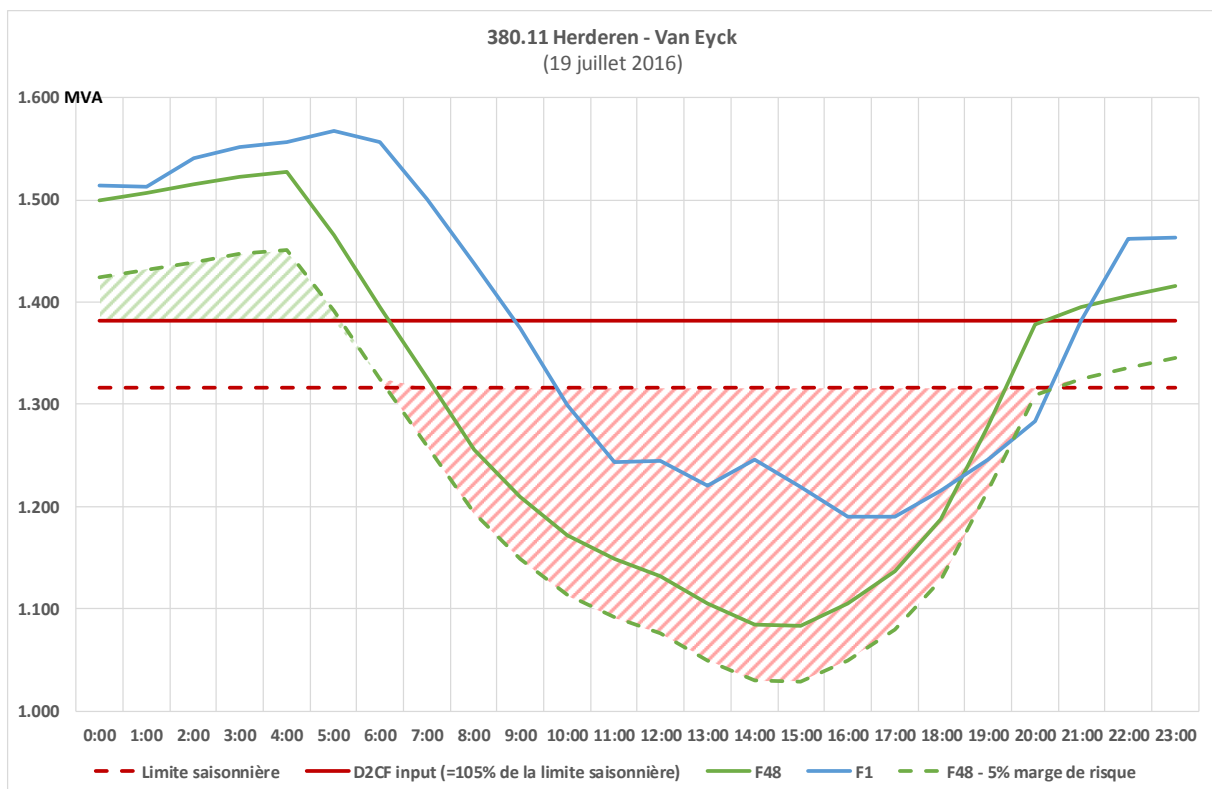


**Figure 3** Capacités supplémentaires théoriques sur la ligne 380.11 suite à la suppression de la limitation à 105% au-delà de la limite saisonnière dans le D2CF, 4 novembre 2016

Source : données Elia, calcul CREG

<sup>16</sup> Par analogie avec les valeurs utilisées par Elia, la CREG utilise les *Forecast Horizons* à l'heure 48, l'heure 24 et l'heure 12 pour respectivement D2CF, DACF et IDCF.

- En théorie, le plafonnement des capacités supplémentaires à 105 % de la limite saisonnière statique ne garantit en aucun cas que les *Forecast Horizons* ne dépasseront pas la *Forecast 1h*. En effet, la limite saisonnière est une valeur fixe qui n'est reliée qu'indirectement aux prévisions calculées par le DLR. Il pourrait donc tout aussi bien arriver que la *Forecast Horizon* soit inférieure à la *Forecast 1h*, tandis que la limite saisonnière est plus élevée que les deux prévisions, lors de jours de très fortes températures, par exemple. Dans la conclusion, Elia affirme cependant toujours utiliser la limite saisonnière comme seuil inférieur. Théoriquement, l'*I<sub>max</sub>* utilisé peut donc uniquement varier entre la limite saisonnière et 105 % de la limite saisonnière, quelles que soient les capacités réelles (prédites ou non par *ADR Horizon*) des lignes de transport. Cette situation s'est produite, à titre d'exemple, le 19 juillet 2016 sur la ligne 380.11, comme il ressort de la Figure 4. La CREG estime qu'Elia doit justifier pourquoi elle utilise la limite saisonnière comme seuil inférieur, même si les *Forecast 1h* et les *Forecast Horizons* indiquent que l'ampacité prédite est (parfois largement) inférieure.



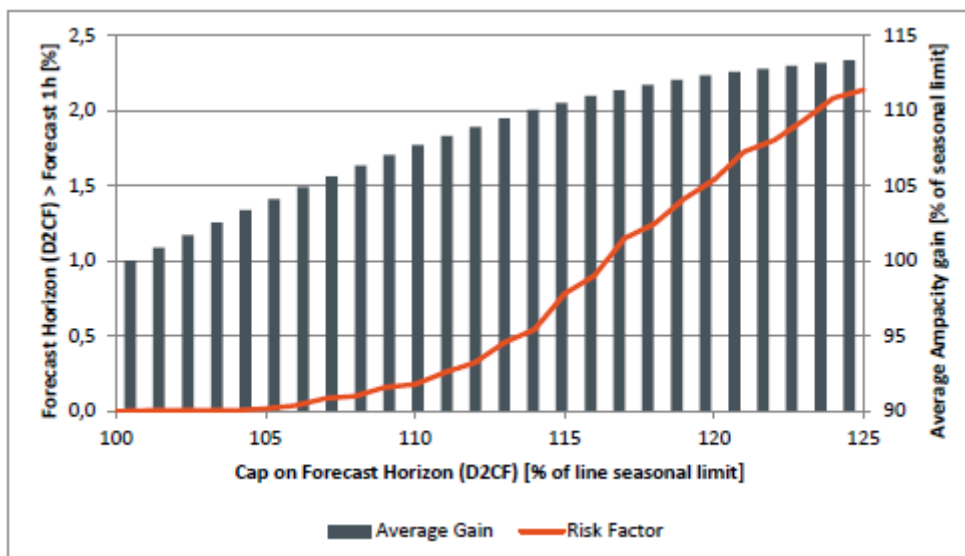
**Figure 4** Limite saisonnière, input D2CF, Forecast Horizon 46h et Forecast 1h sur la ligne 380.11, 19 juillet 2016  
Source : données Elia, calcul CREG

- Selon la CREG, l'incertitude relative aux situations où la *Forecast 1h* serait inférieure à la *Forecast Horizon* peut au moins tout aussi bien être gardée sous contrôle en n'intégrant aucune limite statique. Une alternative à la règle actuelle des 105 % pourrait consister en l'application de la *Forecast 48h* dans le D2CF, éventuellement corrigée par une marge de risque, comme l'illustre la ligne pointillée verte à la Figure 4. La ligne pointillée verte rend compte de la situation en cas d'intégration d'une marge de risque de 5 % sur la *Forecast Horizon 48h*. Bien que l'application d'une telle méthode ne garantisse pas non plus que la valeur utilisée pour D2CF ne dépassera jamais la *Forecast 1h*, la CREG considère que cette méthode limite ce risque, étant donné que les *Forecast Horizons* sont bien plus proches des *Forecast 1h* que ne le sont les limites saisonnières utilisées à ce jour.

	380.11		380.19		380.23		380.25		380.80	
# heures	19 649	100 %	19 649	100 %	16 771	100 %	19 649	100 %	19 651	100 %
# heures mode normal	1 548	7,88 %	1 076	5,48 %	2 349	14,01 %	3 507	17,85 %	3 733	19,00 %
SL > F1	1	0,01 %	7	0,04 %	4	0,02 %	6	0,03 %	5	0,03 %
SL + 5% > F1	137	0,70 %	236	1,20 %	14	0,08 %	36	0,18 %	11	0,06 %
F48 > F1	88	0,45 %	224	1,14 %	22	0,13 %	568	2,89 %	203	1,03 %
F48 - 5% > F1	65	0,33 %	72	0,37 %	2	0,01 %	369	1,88 %	4	0,02 %

**Tableau 1** Nombre d'heures durant lesquelles la limite saisonnière (SL), la limite saisonnière + 5% (SL + 5%), la *Forecast Horizon 48h* (F48) et la *Forecast Horizon 48h - 5%* (F48 - 5%) se situent au-dessus de la *Forecast 1h* (F1) durant la période du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 mars 2017 inclus, pendant les heures où la ligne haute tension ne se trouve pas en mode dégradé  
Source : données Elia, calcul CREG

- Le Tableau 1 synthétise les résultats de la comparaison entre la méthode utilisée par Elia et une méthode où la *Forecast Horizon 48h* est corrigée par une marge de 5%. Exception faite de la ligne 380.3 (Meerhout – Van Eyck), la fréquence à laquelle la *Forecast Horizon 48h - 5%* est supérieure à la *Forecast 1h* est à chaque fois inférieure à la fréquence à laquelle la limite saisonnière augmentée de 5% est supérieure à la *Forecast 1h*. Vu qu'Elia indique utiliser toujours la limite saisonnière en tant que seuil inférieur, le nombre d'heures durant lesquelles la *Forecast Horizon 48h - 5%* est supérieure à la *Forecast 1h* doit toutefois être comparé avec le nombre d'heures durant lesquelles la limite saisonnière est supérieure à la *Forecast 1h*. Sauf dans le cas de la ligne 380.80 (Avelgem - Avelin), la méthode proposée par Elia permet à chaque fois de mieux gérer le risque. Les différences entre les deux nombres d'heures sont toutefois minimes (au maximum 1,7 % pour la ligne 380.25).



**Figure 5** Profil de risque et ampacité supplémentaire moyenne en fonction du facteur avec lequel la limite saisonnière est plafonnée

Source : proposition DLR d'Elia

- La CREG fait en outre remarquer que les résultats du Tableau 1 ne correspondent pas, à première vue, aux résultats de la Figure 5, sous réserve d'une analyse plus approfondie basée sur les mêmes hypothèses que celles faites par Elia dans la proposition DLR. Elia n'a pas intégré cette figure dans la proposition DLR. Selon l'analyse d'Elia, en cas de plafonnement du paramètre d'input pour le D2CF à 105 % de la limite saisonnière, le risque que celui-ci soit supérieur à la *Forecast 1h* serait nul. Ce n'est toutefois pas ce qui ressort des résultats du Tableau 1, qui indiquent que cela s'est produit un petit nombre de fois durant la période considérée. La CREG

demande dès lors à Elia de préciser la manière dont la Figure 5 a été établie et les séries de données qui ont été utilisées à cet effet.

- L'utilisation de la *Forecast Horizon 48h – 5%* dans les fichiers D2CF engendre en moyenne, pour trois des cinq lignes, une augmentation de la capacité maximale<sup>17</sup> (*I<sub>max</sub>*) qui peut être attribuée au marché dans le couplage de marchés basé sur les flux journaliers, comme on peut le voir au **Tableau 2**. Ce n'est que sur les lignes haute tension 380.19 et 380.23 que moins de capacités sont mises à disposition en moyenne lorsque la *Forecast Horizon 48h – 5%* sert de paramètre d'entrée pour le D2CF.

	380.11	380.19	380.23	380.25	380.80
<b>Δ moyen (F48(-5%) - SL)</b>	10,77	-44,42	-0,522	130,24	19,64
<b>Δ maximal (F48(-5%) - SL)</b>	184,45	731,90	445,95	1565,75	253,15

**Tableau 2** Ampacité supplémentaire moyenne et maximale (en MVA) suite à l'utilisation de la *Forecast Horizon 48h – 5%* par rapport à la limite saisonnière utilisée par Elia (augmentée ou non de 5%)  
Source : données Elia, calcul CREG

51. Compte tenu de ce qui précède, la CREG conclut que le risque que le paramètre d'entrée *I<sub>max</sub>* pour les fichiers D2CF soit supérieur à la *Forecast 1h* ne peut pas être accepté comme argument pour défendre la règle proposée. Ce risque peut en effet tout aussi bien être maîtrisé d'une autre manière (en utilisant la *Forecast Horizon 48h* diminuée de 5%). En présence d'un profil de risque plus ou moins similaire, il est alors possible de proposer davantage de capacités au marché. La CREG demande à Elia de vérifier l'analyse susmentionnée en concertation avec la CREG, avant de la confirmer ou de l'infirmer.

e) Vagues de froid

52. La préoccupation de la CREG concernant le plafonnement de la valeur calculée à l'aide d'*ADR Horizon* est d'autant plus pertinente en cas de vague de froid importante. Elia indique qu'en cas de vague de froid, le seuil supérieur statique peut être augmenté à 110 % de la limite saisonnière. Une telle vague de froid s'est déjà manifestée début 2017. Elia avait alors annoncé, par un communiqué sur la page Web du JAO, augmenter à 110 % la limite saisonnière pour les lignes équipées d'*ADR Sense* et d'*ADR Horizon*.<sup>18</sup>

53. Dans les arguments qu'elle invoque pour l'utilisation d'une règle de plafonnement, Elia explique que la probabilité que la *Forecast Horizon* dépasse la *Forecast 1h* est plus faible en cas de vague de froid que dans des circonstances normales. Cela peut s'expliquer intuitivement par les prévisions plus élevées que le calcul DLR livrera en cas de températures plus froides.

$$P(\text{Forecast } 1h < \text{Forecast Horizon} \mid \text{koudegolf}) < P(\text{Forecast } 1h < \text{Forecast Horizon} \mid \text{normale omstandigheden})$$

<sup>17</sup> L'ampacité supplémentaire mise à disposition est définie comme la différence entre les surfaces verte (+) et rouge (-) à la Figure 3 et s'élève à une valeur moyenne en MVA établie sur la base de toutes les heures où la ligne a fonctionné en mode normal. La valeur maximale dans le tableau correspond au plus grand écart enregistré entre la *Forecast Horizon 48h – 5%* (ligne pointillée verte) et la limite saisonnière + 5% (ligne rouge continue).

<sup>18</sup> Elia l'a fait pour toutes les heures de la période comprise entre le 17 janvier 2017 et le 20 janvier 2017, comme annoncé dans le communiqué suivant : <http://jao.eu/news/messageboard/view?parameters=%7B%22NewsId%22%3A%225b487a2f-a983-46a6-9c23-a6fa012240db%22%2C%22FromOverview%22%3A%221%22%7D>.

54. En cas de vague de froid, les lignes de transport sont généralement plus chargées et la valeur ajoutée d'un calcul dynamique (et d'une hausse, voir numéro 53) est plus élevée, eu égard aux capacités plus nombreuses qui peuvent être mises à la disposition du marché. Sur la base de ce raisonnement, il est d'autant plus important qu'Elia ne se limite pas, pour la détermination de l'*I<sub>max</sub>*, à une augmentation à 110 % de la limite saisonnière (prudente).

f) Sécurité opérationnelle

55. Enfin, Elia renvoie au critère qu'elle utilise pour l'exploitation du réseau de transport et aux obligations découlant de l'*Operational Handbook* d'ENTSO-E. La CREG fait remarquer qu'il n'est pas interdit aux GRT liés à ENTSO-E de déterminer de manière dynamique les paramètres d'entrée pour les fichiers D2CF, DACF et IDCF :

*For some TSOs, the operating limits and protection settings are changed for the winter or summer periods. For some other ones, some intermediate regimes exist. For some others, there exists a system to follow-up the real-time weather conditions (temperature, wind speed and direction, sunshine), which can lead to adapt the operating limits of the network elements.*

(ENTSO-E Operational Handbook, Appendix 3, p. 23)

56. Concernant ses propres critères d'exploitation du réseau de transport, la CREG invite Elia à expliquer, dans une version modifiée de la proposition DLR, la manière dont ces règles empêchent que plus de 105 % de la limite saisonnière d'une ligne haute tension soient intégrés dans les fichiers D2CF, DACF et IDCF du couplage de marchés.

g) Remarques générales relatives à la proposition DLR

57. Il ressort de la proposition DLR d'Elia que 19 lignes différentes sont équipées de modules *ADR Sense* à divers niveaux de tension (380 kV, 220 kV et 150 kV). Il s'agit, selon Elia, des lignes haute tension les plus essentielles du réseau de transport belge. Elia n'a pourtant acheté que pour neuf de ces lignes des licences pour prédire l'ampacité à l'aide de la technologie *ADR Horizon*. Vu le nombre limité de données, la proposition DLR ne contient des analyses que pour cinq de ces lignes haute tension 380 kV.

58. La CREG prie Elia d'indiquer, dans la proposition modifiée, si d'autres lignes haute tension ont restreint le domaine de capacités du couplage de marchés fondé sur les flux pendant la période considérée et, le cas échéant, de préciser lesquelles. Vu qu'il est relativement simple sur le plan technique et efficace en termes de coûts d'installer ces modules (combinés à la collecte de données via *ADR Horizon*), la CREG demande à Elia de tout mettre en œuvre pour installer, dans un délai raisonnable, cette technologie sur toutes les lignes limitantes du couplage de marchés basé sur les flux.



## 4. PROJET DE DÉCISION

En application de l'article 23, deuxième alinéa, 36°, 38°, 40° et 41° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, la Commission de régulation de l'électricité et du gaz décide, pour les raisons précitées, de ne pas approuver la proposition soumise pour approbation de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul des capacités.

Compte tenu de l'amélioration substantielle apportée au niveau des capacités de transport mises à la disposition du marché, la CREG décide, en l'attente de la demande d'approbation modifiée et de la décision finale y relative, d'autoriser l'application de la méthode proposée.

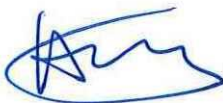
La CREG prie Elia d'élaborer, dans les trente jours après la réception de la présente décision, une proposition modifiée portant sur une méthodologie d'utilisation du *Dynamic Line Rating* dans le calcul des capacités, et de la soumettre pour approbation à la CREG, en langue française ou néerlandaise. Cette méthodologie modifiée devra spécifiquement tenir compte des demandes de la CREG, explicitées de manière générale au point **Error! Reference source not found.** et de manière détaillée aux numéros 48 à 51 inclus.

En référence aux arguments invoqués au numéro 18, la CREG demande en outre de lui soumettre pour approbation toute modification significative apportée aux méthodes de calcul des paramètres de flux sur lesquels Elia dispose d'un pouvoir de décision discrétionnaire et qui ne doivent donc pas être soumises à l'approbation des autorités de régulation de la région CWE ou Core.

Enfin, la CREG demande à Elia d'analyser dans quelle mesure le *Dynamic Line Rating* peut contribuer à la résolution de congestions internes, en particulier celles pouvant être causées en périodes de grand vent. La CREG attend les résultats de cette analyse pour la fin 2017.

\*\*\*

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



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Présidente du Comité de direction

## RÉFÉRENCES

[Etude \(F\)140908-CDC-1352](#) relative au marché de gros belge en cas de rareté et de pénurie d'électricité.

[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).

[Documentation](#) of the **CWE FB MC solution** as basis for the formal approval request

[Study \(F\)160324-CDC-1520](#) on the price spikes observed on the Belgian day-ahead spot exchange Belpex on 22 September and 16 October 2015

[Note \(Z\)160711-CDC-1546](#) relative aux mesures tendant à améliorer le fonctionnement du marché

**PUFFER, R.; SCHMALE, M.; RUSEK, B.; NEUMANN, C. en SCHEUFEN, M. (2012)** Area-wide dynamic line ratings based on weather measurements. Cigré,

[http://www.cigre.org/content/download/16926/680232/version/1/file/B2\\_106\\_2012.pdf](http://www.cigre.org/content/download/16926/680232/version/1/file/B2_106_2012.pdf)

**Bourgeois, R.; Lambin, J. (2017)** Dynamic Ratings Increase Efficiency. T&DWorld, [www.tdworld.com/print/32183](http://www.tdworld.com/print/32183).

# **ANNEXE 1**

## **Proposition pour approbation portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités**

Version anglaise – 21 avril 2017