

Onderwerp: Raadpleging van de CREG over haar ontwerpbeslissing (B)1636 van 17 juli 2017 over het voorstel van de NV Elia System Operator voor een methodologie voor het gebruik van *Dynamic Line Rating* in de capaciteitsberekening

Datum: 6 september 2017

Contact: Steven Harlem

Telefoon: 0032 2 500 85 89

Mail: steven.harlem@febeg.be

Inleiding

De CREG organiseert een publieke raadpleging over haar 'ontwerpbeslissing (B)1636 van 17 juli 2017 over het voorstel van de NV Elia System Operator voor een methodologie voor het gebruik van *Dynamic Line Rating* in de capaciteitsberekening'. Deze raadpleging loopt tot 6 september 2017.

FEBEG wenst de CREG te bedanken voor het organiseren van deze publieke raadpleging die alle *stakeholders* de kans geeft zich uit te spreken over het voorstel van methodologie voor het gebruik van *Dynamic Line Rating* in de capaciteitsberekening. Dit document bevat de opmerkingen en suggesties van FEBEG: zij zijn niet vertrouwelijk.

Gebruik van Dynamic Line Rating in de capaciteitsberekening is een positieve evolutie

De nood aan nieuwe interconnectiecapaciteit, het – beter – gebruik van de bestaande interconnectiecapaciteit, transparantie over de methodes voor het berekenen van de beschikbare capaciteit, ... zijn al geruime tijd voorwerp van debat in de sector. Het is dan ook verrassend om vast te stellen dat de 8 transmissielijnen gedurende meer dan 80 % van de tijd slechts voor minder dan 30 % van hun fysieke capaciteit worden gebruikt. Dit pleit voor het efficiënt gebruik van transmissiecapaciteit toch in een ander daglicht.

FEBEG steunt in ieder geval de initiatieven van de CREG om Elia – en de naburige transmissienetbeheerders – ertoe aan te sporen om de beschikbare capaciteit te maximaliseren. Het gebruik van *Dynamic Line Rating* is in die zin een methode om op zoek te gaan naar de eigenlijke fysieke grenzen waardoor de veiligheidsmarges kunnen verminderd worden en bestaande transmissielijnen nog efficiënter kunnen gebruikt worden.

Aan de andere kant heeft FEBEG – gelet op het **belang van een betrouwbaar transmissienet** – ook begrip voor het feit dat de betrouwbaarheid van de gebruikte technologie en *software* moet aangetoond zijn vooraleer veiligheidsmarges worden verminderd.

Methodie voor capaciteitsberekening moet eerst en vooral capaciteit in *day ahead* maximaliseren

FEBEG is van oordeel dat de methodie voor de capaciteitsberekening eerst en **vooral de capaciteit in *day ahead* moet maximaliseren** om zo grote aanpassingen in de beschikbare capaciteit in *intraday* te vermijden.

Een voorbeeld van een **ongewenste marktsituatie**: het is denkbaar dat lage importcapaciteiten in *day ahead* ertoe leiden dat de *day ahead* markt niet sluit. Het gevolg is dat de strategische reserve, stel nu 750 MW, wordt geactiveerd en dat de *day ahead*-prijs naar 3000 EUR/MWh gaat. Welnu, de cijfers in de ontwerpbeslissing van de CREG tonen duidelijk aan dat Elia in die omstandigheden in staat zou zijn

om het equivalent van 750 MW aan capaciteit vrij te maken in *intraday*. Dit zou de activatie van de strategische reserve overbodig maken.

Om deze reden is de periode van 60 uren vóór *real time* die gebruikt wordt voor de *ADR Forecast Horizons* die zouden ingevoerd worden in de D2CF, DACF en IDCF, nog steeds te lang. **In alle tijdshorizonten zouden zo accuraat mogelijke en zo dicht mogelijk bij *real time* weersvoorspellingen moeten gebruikt worden.**

Bezorgdheden en aanbevelingen bij het gebruik van *Dynamic Line Rating*

Ook al steunt FEBEG de verdere ontwikkeling van het gebruik van de *Dynamic Line Rating*, FEBEG wenst niettemin een aantal bezorgdheden mee te geven en enkele aanbevelingen te formuleren:

- De CREG heeft aangetoond dat de waarde van de I_{max} kan gewijzigd worden op basis van de buitentemperatuur, maar ook Elia heeft een punt wanneer het argumenteert dat de *Flow Reliability Margin* voor de stroomgebaseerde capaciteitsberekening slechts 90 % van de situaties dekt. Door het gebruik van *Dynamic Line Rating* neemt het risico op een uitval van de transmissielijn toe en dit risico moet verder geanalyseerd worden, ook in het licht van het verband tussen de *Flow Reliability Margin* en de invoering van *Dynamic Line Rating*.
- FEBEG gaat akkoord met de CREG dat het logisch is om gebruik te maken van *ADR Forecast Horizons* in plaats van de 105 %-grens (110 % ingeval van koudegolf) en dat de methodologie in de toekomst minstens op dit punt moet worden geëvalueerd en desgevallend herzien.
- FEBEG is van oordeel dat de *Dynamic Line Rating* in eerste instantie moet toegepast worden op de lijnen die het domein van de stroomgebaseerde capaciteitsberekening beperken en op de interne – binnen België – lijnen waar vaak congestie voorkomt. Een positieve kostenbatensanalyse moet vanzelfsprekend de investering verantwoorden.
- FEBEG stelt zich evenwel vragen bij het nut van het gebruik van *Dynamic Line Rating* in België op interconnecties terwijl onze buurlanden – Nederland en Frankrijk – nog steeds een statische berekening gebruiken. Wordt in dit geval het minimum van de twee ampaciteiten gebruikt? Voor FEBEG is het daarom een absolute prioriteit om te streven naar harmonisatie, minstens op regionaal niveau, van de toegepaste methodes en *best practices*.
- FEBEG pleit ook voor duidelijke en snelle communicatie naar de markt over de beschikbare capaciteit op de transmissielijnen. Dit geldt zeker voor de manier waarop capaciteit in *intraday* wordt vrijgegeven: dit zou meer gestructureerd en frequenter moeten gebeuren, gebaseerd op de meest recente netsituatie.
- FEBEG steunt zeker ook de CREG in haar inspanningen om naburige transmissienetbeheerders en regulatoren warm te maken voor de technologie van de *Dynamic Line Rating*.

Febeliec answer to the public consultation of the CREG on the proposal for decision (PRD)1636 with respect to the proposal of Elia for a methodology for the use of Dynamic Line Rating in the capacity calculation

Febeliec would like to thank the CREG for its public consultation on the proposal for decision (PRD)1636 with respect to the proposal of Elia for a methodology for the use of Dynamic Line Rating (DLR) in the capacity calculation for the day-ahead and intraday timeframe, as Elia has not organized such consultation and as such this is the only instance where stakeholders can react to this proposal.

This methodology and its implications are not without importance, as it has been shown that in critical winter times the availability of even a limited number of additional MWs of cross-border capacity can have very important impacts on price formation. Febeliec thus is and always has been a proponent of using all available methods and means to increase the cross-border capacity that is made available to the market, including using more detailed information on the capacity of the lines based on DLR as such information becomes available when coming closer to real-time, insofar this does not jeopardize the operational security and safety of the grid.

Febeliec has read with great attention the document of the CREG and follows the CREG in its analysis of the proposal of Elia. Febeliec believes indeed that the application of one single seasonal limit for the cross-border capacity is no longer relevant and should be replaced by a more dynamic value which takes into account all relevant information that can be observed in closer timeframes and that can increase the available capacity for the market without jeopardizing operational security. Febeliec agrees with the tenor of the reasoning of the CREG that it is not acceptable to take additional safety margins beyond what is already applicable in the current situation with more static seasonal limits which could be at the detriment of significant additional capacity on transmission lines to be given to the market. Febeliec has also with great interest read the alternative of the CREG to apply a risk margin to forecast instead of applying a fixed 105% rule, as an example on how a more dynamic approach to this matter could lead to more relevant outcomes.

Febeliec is looking forward to the modified methodology for use of DLR in cross-border capacity calculation of Elia as requested by the CREG.

Febeliec is also interested in the request of the CREG to Elia to investigate the impact of the application of DLR to solving internal congestions, especially in moments of high wind infeed. Such analysis would moreover also be relevant in an international context, as such situations in Germany have led to significant impact on the grids of neighboring countries through loopflows in times of high wind infeed in Northern Germany and the results of such studies might also be used to try to minimize this impact on commercial cross-border capacity.



**Réponse d'Elia sur la consultation de la CREG
concernant le projet de décision (B) 1636**

05/09/2017

INTRODUCTION

Par cette note, Elia souhaite partager les remarques que la lecture du projet de décision (B)1636 relatif à la proposition de la SA ELIA SYSTEM OPERATOR portant sur une méthodologie d'utilisation du Dynamic Line Rating dans le calcul des capacités a suscitées.

De manière générale, Elia voudrait rappeler que le *Dynamic Line Rating (DLR)* est une technologie relativement récente. Elia a fortement contribué à son développement en partenariat avec la société *Ampacimon* notamment afin de faire en sorte que son utilisation puisse apporter un soutien constructif dans la gestion de son réseau électrique.

Dès le moment où les tests *in situ* ont fait leurs preuves, Elia a installé des modules DLR sur certaines de ses lignes à haute tension. Elia a donc été le premier TSO au monde à utiliser cette technologie sur son réseau. Depuis lors, Elia continue de déployer des modules DLR sur les éléments les plus critiques de son réseau. Et nous notons que d'autres TSOs en Europe recourent désormais au DLR.

En parallèle, Elia a continué sa collaboration avec *Ampacimon* afin de développer un algorithme permettant de prédire les capacités de transport maximales des lignes équipées de modules DLR. Elia est également pionnière dans l'utilisation de ces prédictions dans le mécanisme de couplage des marchés *Flow-based*, confirmant son intérêt à utiliser cette technologie à son potentiel maximal tout en garantissant la sécurité du réseau.

Par ailleurs, Elia a partagé avec la CREG une note explicative, intitulée « *Dynamic line rating* », sur l'utilisation du DLR dans le processus du *Flow-based market coupling*, montrant ainsi sa volonté de collaborer avec la CREG en la matière.

Elia participe ainsi à maximiser la capacité des liaisons électriques disponibles pour les marchés dans les limites de sécurité du réseau.

Dans la suite de la présente, la CREG retrouvera une réponse à chacune des remarques qu'elle a formulées sur cette note.

En synthèse, Elia trouve que la règle de réduction du *Forecast Horizon* proposée par la CREG mérite d'être analysée plus avant. Elle a dès lors commencé à tester cette dernière à l'aide de données historiques. Sur base des premiers résultats, Elia observe que cette approche ne permet cependant pas de maximiser, en moyenne, les augmentations de capacité *I_{max}* dans le *Flow-based* tout en maintenant les risques associés à des niveaux acceptables. Par ailleurs, à gains moyens égaux, la règle actuelle d'Elia doit permettre d'augmenter *I_{max}* plus souvent que la règle de la CREG ne le permet. Ceci est d'autant plus vrai lorsqu'on ne regarde que les heures de pointes.

Elia est prête à continuer cette analyse et à discuter des résultats avec la Creg. Elle reste également ouverte à toutes nouvelles propositions de règles qui permettraient de maximiser les *I_{max}* mis à disposition du marché. Cependant, elle rappelle que cela ne pourra se faire au dépend de la sécurité du réseau.

Réactions aux remarques de la CREG dans le projet de décision

a) de beschouwde periode (§38-41)

CREG: "De CREG is van mening dat, ondanks het feit dat er inderdaad slechts een beperkt deel van de beschouwde periode effectief kan worden geanalyseerd, dit gebrek aan data niet meteen een probleem vormt voor de validiteit van de geobserveerde resultaten. Immers, zoals uitgelegd in randnummer 40, zijn de gegevens die overblijven net de gegevens voor de uren waarop Dynamic Line Rating de hoogste toegevoegde waarde biedt"

Elia confirme en effet que les données utilisées dans ces analyses sont tout à fait valides et représentent les données les plus pertinentes sur la période considérée.

Toutefois, Elia est d'avis que l'étude statistique de tels phénomènes mérite un échantillon de base plus fourni avant de pouvoir confirmer en toute certitude les résultats obtenus. Etant donné que le DLR est une technologie récente, il n'est pas possible de trouver dans la littérature une référence quant au set de données de bases typiquement nécessaire afin de tirer des conclusions statistiquement robustes.

A cet égard, un parallèle peut être fait avec les études de vents effectuées afin de déterminer la rentabilité de l'installation d'un futur parc éolien. En effet, comme pour le DLR, l'intensité du vent ainsi que son orientation en un point précisément localisé sont deux des paramètres les plus déterminants pour apprécier adéquatement cette rentabilité. Or, de telles études nécessitent bien souvent 5 à 10 années complètes de données.

b) Flow Reliability Margin (§42-44)

CREG: "In haar DLR Voorstel geeft Elia aan dat de FRM voor stroomgebaseerde capaciteitsberekening slechts 90% van de situaties dekt. Het is, voor de CREG, onduidelijk waarnaar gerefereerd wordt. De CREG vraagt dan ook aan Elia dat ze, in het DLR Voorstel, duidelijk maakt op welke manier het gebruik van veiligheidsmarges via de FRM een impact heeft op het al dan niet implementeren van de DLR waarden in de inputparameter I_{max} [...]. Gezien het feit dat de CWE TSB's in het Approval Document zelf aangeven dat de veiligheidsmarges FRM ook de onzekerheid met betrekking tot de werkelijke ampaciteit van de transmissielijn omvatten, accepteert de CREG het argument van Elia met betrekking tot de FRM, beschreven in het DLR voorstel, niet."

La FRM d'une ligne donnée est déterminée sur base d'un calcul prenant en compte la différence historique des flux prévus dans le *Flow-based* et des flux observés sur cette même ligne. La description général de la méthodologie est expliquée plus en détails dans le *CWE Approval Package (Chapter 4.1.8)*.¹

Pour ce qui est de la description détaillée de la pratique d'Elia, elle est intégrée dans la note descriptive relative à l'implémentation du couplage des marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE, qui a été envoyé pour approbation à la CREG². Dans le paragraphe 4.5.2 de cette note, il est expliqué que la FRM est dimensionnée afin de couvrir 90% des deltas entre les flux prévus et les flux réalisés selon la méthodologie générale.³

¹ "Documentation of the CWE FB MC solution - As basis for the formal approval-request" of 1st August 2014. Cf la décision B1410 de la CREG.

² « Implémentation d'un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE - Description générale » dd. 24/02/2015

³ « Ensuite, la FRM sera définie dans ce domaine en définissant une deuxième zone (délimitée par la ligne rouge dans la Figure 10) telle qu'exactly 90% des points sont inclus dans la zone et

Comme le souligne la CREG, la FRM ne réduira en aucun cas la valeur de l'*I_{max}* statique saisonnier fourni par Elia.

Le DLR quant à lui, permet de faire varier la capacité maximale de transport d'une ligne donnée en fonction des prévisions climatiques et d'un historique de données concernant cette ligne.

Comme le rappelle la CREG, il est bien stipulé dans l'*Approval document* que la détermination des *I_{max}* est réalisée par les TSOs afin qu'ils satisfassent leurs critères d'exploitation. Il est donc important pour Elia que les valeurs d'*I_{max}* utilisées dans le *Flow-based* soient au moins aussi grandes que les valeurs à dispositions en temps réel. Notons que faire varier l'*I_{max}* d'une ligne n'a aucune influence sur la différence entre les flux prévus et les flux réalisés sur cette ligne.

Elia voudrait donc rappeler que la FRM, de par son dimensionnement, ne permet que de couvrir 90% des différences entre les flux calculés dans le *Flow-based* et les flux observés, le reste devant être couvert par d'autres parades, lesquelles peuvent être sans coûts (comme des changements topologiques) ou peuvent induire des coûts (comme le redispatching, le counter-trading, ... si disponibles). Par ailleurs, augmenter les *I_{max}* des lignes équipées d'une licence *Horizon* sans l'utilisation d'une règle de *capping* rajouterait un risque supplémentaire non pris en compte dans le calcul de la FRM (voir ci-dessous).

Elia maintient donc sa volonté d'utiliser une règle qui permette de réduire d'une manière ou d'une autre les prévisions d'*I_{max}* fournies par Ampacimon afin de garantir la sécurité du réseau tout en maximisant les augmentations des *I_{max}* mises à dispositions du *Flow-based*.

c) Experimentele ervaring met ADR Horizon (§45 – 47)

CREG: "Het feit dat de Forecast Horizons van Ampacimon het resultaat zijn van een relatief jonge technologie, wordt door Elia naar voren geschoven als argument ter verdediging van de voorgestelde regel. [...] In dit artikel wordt gesteld dat, ondanks de leeftijd van de technologie, de systemen van Ampacimon voldoende betrouwbaar zijn. [...] In hetzelfde artikel wordt bovendien aangegeven dat, gegeven de Forecast Horizons geproduceerd door de ADR Horizon technologie, het begrenzen van de bijkomende capaciteit tot 115% of 130% van de seizoenslimiet, het risico dat deze hoger ligt dan de Forecast 1h beperkt wordt tot respectievelijk 0,0% en maximaal 1,4% (op één enkele lijn)."

Elia confirme que, bien que cette technologie soit récente, les modules produits par *Ampacimon* ont fait leurs preuves lors des premiers tests *in situ* effectués en collaboration avec Elia ainsi que depuis leurs installations sur plusieurs dizaines de lignes du réseau Elia depuis plusieurs années.

Elia confirme également que le *Forecast 1h* fourni par *Ampacimon* est utilisé pour la supervision en temps réel des limites *I_{max}* dynamiques fonctionne comme prévu et peut être considéré comme fiable.

Le développement de l'algorithme des prévisions *Horizon* est quant à lui plus récent et mérite plus de recul statistique avant de pouvoir l'utiliser à son potentiel maximal. Ce raisonnement vient corroborer la volonté d'Elia d'utiliser une règle de « *capping* » afin

10% sont au-delà de cette zone. La position de la ligne rouge définit alors la valeur de la FRM : **90% des points de la zone verte sont ainsi couverts par la FRM.** »

d'exploiter le *Forecast Horizon* d'une manière sécurisante du point de vue la gestion opérationnelle de son réseau ainsi que des réseaux voisins.

Concernant les chiffres avancés lorsque l'on limite les valeurs Horizon à 115% ou 130% de la limite saisonnière, ceux-ci sont corrects mais ne font pas référence au *Forecast 1h* comme l'avance la CREG mais bien au *real-time ampacity* comme expliqué au §34 du projet de décision de la CREG.

d) Forecast 1h versus Forecast Horizon (§48-51)

CREG: "Ondanks het feit dat de Forecast 1h gebruikt wordt voor het operationeel beheer en de real-time uitbating van het transmissienet, is dit niet de werkelijke, reële ampaciteit van de transmissielijn. Elia geeft immer [...] aan dat deze Forecast 1h gemiddeld 10% tot 15% onder de werkelijke ampaciteit ligt. In theorie beschikt Elia aldus over gemiddeld gezien 10% tot 15% extra capaciteit op de beschouwde transmissielijnen, ook al geeft Elia – terecht – aan dat deze bijkomende capaciteit zeer volatiel en minder bruikbaar voor het operationele transmissienetbeheer is.

Het louter verhogen van de seizoenslimiet met 105% beperkt dan wel, volgens Elia, de probabilliteit dat de Forecast 1h lager ligt dan de Forecast Horizon tot bijna 0%, maar dit gaat ten koste van significante bijkomende capaciteit op de geselecteerde transmissielijnen die niet aan de markt wordt gegeven.[...] op 4 november 2016, gedurende de volledige dag gemiddeld 144MW en maximaal 192MW (tussen 7u en 8u 's morgens) kon worden toegelaten als I_{max} voor de lijn Herderen – Van Eyck in het D2CF bestand.[...]

De situatie kan zich aldus even goed voordoen dat de Forecast Horizon lager is dan de Forecast 1h, terwijl de seizoenslimiet hoger dan beide voorspellingen is, bijvoorbeeld tijdens zéér warme dagen. Elia stelt echter in de conclusie als ondergrens steeds de seizoenslimiet te hanteren.[...]

De onzekerheid met betrekking tot situaties waarin de Forecast 1h lager zou liggen dan de Forecast Horizon, kan volgens de CREG ten minste even goed onder controle gehouden door geen statische limiet te implementeren. Een alternatief voor de huidige 105% regel zou kunnen bestaan uit het toepassen van de Forecast 48h in de D2CF, eventueel gecorrigeerd met een risicomarge, [...]

De CREG merkt bovendien op dat de resultaten in Tabel 2 op het eerste zicht, onder voorbehoud van een grondigere analyse gebaseerd op dezelfde assumpties als door Elia in het DLR Voorstel gemaakt, niet overeenkomen met de resultaten in Figuur 5."

Elia prend note que la CREG est bien au courant qu'Elia utilise le *Forecast 1h* pour la gestion en temps réel de son réseau car utiliser la mesure plus volatile de la *real-time ampacity* n'est pas possible d'un point de vue opérationnel.

Elia reconnaît que pour la journée du 4 novembre il aurait été possible d'utiliser une *capping rule* moins conservatrice mais un exemple n'a pas force de loi en statistique. C'est pour cela qu'il faut bien veiller à avoir un échantillon suffisamment fourni afin de couvrir toutes les situations.

Elia confirme que le *Forecast Horizon* descend parfois en dessous des limites statiques mais que, par contre, le *Forecast 1h* en mode « non dégradé »⁴, est quant à lui pratiquement⁵ toujours au-dessus des limites statiques, même lors des journées les plus

⁴ C'est-à-dire quand il y a suffisamment de flux sur la ligne que pour alimenter le module *Ampacimon* en électricité, voir §38 du projet de décision de la CREG

⁵ 99.95% du temps et lorsque ce n'est pas le cas, le delta entre le *Forecast 1h* et la limite statique est en moyenne d'environ 50 MW.

chaudes. C'est pour cette raison qu'Elia confirme sa volonté de ne pas descendre en dessous des limites statiques pour le *Forecast Horizon*. En effet, lorsque les températures atteignent plus de 30°C, les limites statiques sont manuellement adaptées à 90% de la « limite été » comme défini dans les critères d'exploitation d'Elia. Ceci est fait tant au niveau des fichiers D2CF qu'au niveau des outils de gestion en temps réel du réseau.

Elia est d'avis que la règle de réduction du *Forecast Horizon* proposée par la CREG mérite d'être analysée. Elle a dès lors commencé à tester cette dernière à l'aide de données historiques. Sur base des premiers résultats, Elia conclut que cette approche ne permet pas de maximiser, en moyenne, les augmentations de capacité *I_{max}* dans le marché *Flow-based* tout en maintenant les risques à des niveaux acceptables. Par ailleurs, à gains moyens égaux, la règle actuelle d'Elia permettra d'augmenter *I_{max}* plus souvent que la règle de la CREG ne le permet, et ceci est d'autant plus vrai lorsque l'on ne regarde que les heures de pointes.

e) Koudegolven

CREG: *"In geval van een koudegolf worden de transmissielijnen doorgaans zwaarder belast en is de toegevoegde waarde van een dynamische berekening [...] groter ingevolge de hogere capaciteit die aan de markt kan worden ter beschikking gesteld. Omwille van deze redenering is het des te belangrijker dat Elia zich, voor de bepaling van I_{max}, niet beperkt tot een verhoging met 110% van de – conservatieve – seizoenlimiet."*

Elia souhaite indiquer que si les prévisions météorologiques anticipent des températures en moyenne journalière négatives mais qu'aucune vague de froid n'est déclarée, Elia augmentera le cap à 110% tout en gardant comme limite statique la limite « hiver ».

Par ailleurs, Elia voudrait rappeler qu'en cas de vague de froid, telle que définie dans la proposition d'Elia, les températures seraient en dessous de 0°C pour une relativement longue période, impliquant automatiquement que, conformément aux règles d'exploitation du réseau Elia, la limite saisonnière soit augmentée vers la limite « super hiver » correspondant environ à une augmentation de 7 à 10% de la limite statique hiver en fonction des lignes considérées. En effet, chacune des lignes 380kV a fait l'objet d'une étude approfondie de leurs travées afin de calculer quels seraient les courants maximums admissibles lorsque les températures atteignent de tels niveaux. Elia peut donc assurer qu'en cas de vague de froid, la limite statique des lignes 380kV n'est pas conservatrice. Par ailleurs, comme indiqué dans sa proposition, Elia augmentera la règle du capping jusqu'à 110% de la limite statique « super hiver ». Il faut donc tenir compte de l'effet cumulatif de ces deux règles.

Elia voudrait également rappeler qu'en cas de vague de froid, maximiser les imports est naturellement une nécessité primordiale. Cependant, et dans le même temps, maintenir la sécurité du réseau est d'autant plus important. Il est donc raisonnable de ne pas prendre de risques opérationnels supplémentaires lors de l'utilisation des *Forecast Horizon* dans les fichiers D2CF.

f) Operationele veiligheid

CREG: *"Als laatste verwijst Elia naar haar criteria voor het uitbaten van het transmissienet en de verplichtingen voortvloeiend uit de Operational Handbook van ENTSO-E. De CREG noteert dat het aan de aan ENTSO-E verbonden TSOs niet verboden is om op een dynamische wijze de inputparameters voor D2CF, DACF en IDCF te bepalen [...] Voor wat betreft de eigen criteria ter uitbating van het transmissienet nodigt de CREG Elia uit om, in een gewijzigde versie van het DLR Voorstel, aan te geven op welke wijze deze regels verhinderen dat meer dan 105% van de*

seizoenslimiet van een hoogspanningslijn in de D2CF, DACF en IDCF bestanden van de marktkoppeling worden ingevoerd”

Elia confirme en effet qu’il n’est pas interdit de modifier les données des fichiers D2CF, DACF et IDCF de manière dynamique. Cependant, elle préfère le faire - même si ce n’est pas obligatoire – afin d’optimiser l’utilisation de son réseau ainsi que la mise à disposition de capacité pour le marché.

Comme expliqué précédemment, utiliser un cap supérieur à 105% constituerait un risque opérationnel vu que cela reviendrait à dire que les I_{max} utilisés dans le D2CF ne seraient pas 100% du temps garantis en temps réel. Dès lors si le marché utilise la capacité offerte en D2CF et qu’elle n’est pas disponible en temps réel, certaines lignes seront, après la perte d’un autre élément du réseau (principe N-1), chargées à des niveaux supérieurs à ce qui est permis. Comme décrit dans *l’Operational Handbook, Appendix 3, p22*, ce type de situations doit pouvoir être géré via des parades préventives ou curatives :

« *In case of applying an overload regime, considering the loss of a network element (N-1 state), overloads on impacted network elements are admitted only if remedial actions are available in the allowed time as to get back any network elements below their respective PATL (Permanently Admissible Transmission Loading) »*

De telles parades n’étant pas toujours disponibles, (sachant d’ailleurs que certaines sont déjà utilisées dans le *Flow-based* et ne sont dès lors plus disponibles pour le temps réel), utiliser un cap plus élevé que 105% pourrait, dans certaines situations, mener à des déconnexions de lignes 380kV en cascade. Les lignes équipées de DLR étant souvent des lignes frontalières, ou du moins stratégiques pour le réseau belge, perdre une telle ligne alors qu’elle est chargée à son maximum entraînerait probablement un effet domino sur un ou plusieurs pays voisins ce qui ne serait pas acceptable comme on peut le lire dans *l’Operational Handbook, appendix 3, p1* :

« *In order to ensure the safety of the system, protection must be provided against four main phenomena that may deeply disturb the system or initiate a large scale incident, naming:*

- cascade tripping;*
- voltage collapse;*
- frequency collapse;*
- loss of synchronism. »*

g) Algemene opmerkingen met betrekking tot het DLR Voorstel

CREG: *“In het DLR Voorstel van Elia blijkt dat 19 verschillende lijnen, op verschillende spanningsniveaus (380kV, 220kV en 150kV), uitgerust zijn met ADR Sense modules. Deze lijnen zijn, volgens Elia, de meest essentiële hoogspanningslijnen van het Belgische transmissienet. Elia heeft echter slechts voor negen van deze lijnen licenties aangekocht voor het voorspellen van de ampaciteit met behulp van de ADR Horizon-technologie.[...]*

De CREG verzoekt Elia om, in het gewijzigde voorstel, aan te geven of en welke andere hoogspanningslijnen het capaciteitsdomein van de stroomgebaseerde marktkoppeling beperkten tijdens de beschouwde periode. Gezien de technisch relatief eenvoudige en kostenefficiënte installatie van deze modules, in combinatie met de dataverzameling via ADR Horizon, vraagt de CREG aan Elia om alles in het werk te stellen om deze technologie op alle beperkende lijnen voor de stroomgebaseerde marktkoppeling te installeren binnen een redelijk termijn.”

Elia voudrait clarifier le fait que les 24 lignes équipées⁶ de modules *ADR Sense* ne sont pas forcément les lignes les plus essentielles du réseau mais bien les lignes pour lesquelles, après une analyse technico-économique, la plus-value de l'utilisation du DLR est la plus intéressante. En effet, seules les lignes régulièrement congestionnées méritent de tels investissements. Elia confirme bien que l'utilisation du DLR est optimisée de manière cohérente et globale sur tout son réseau. Ces analyses sont faites régulièrement dans le cadre du processus de révision lié au plan de développement fédéral.

⁶ 5 lignes supplémentaires ont été équipées depuis décembre 2016. Par ailleurs, 11 lignes disposent désormais d'une licence Horizon.