



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél.: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION FINALE

(B)151009-CDC-1436

relative à la

“méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas”

prise en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et des articles 180, §2 et 183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci et en application du paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009

9 octobre 2015

TABLE DES MATIERES

| | | |
|-------|---|----|
| I. | CADRE LEGAL | 5 |
| I.1 | Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 | 5 |
| I.2 | Les « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » | 6 |
| I.3 | La loi électricité | 11 |
| I.4 | Le règlement technique | 13 |
| II. | ANTECEDENTS | 16 |
| III. | ANALYSE DE LA METHODE DE REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS SUR LA LIAISON BELGIQUE-PAYS-BAS, PROPOSEE PAR ELIA | 19 |
| III.1 | Remarques préliminaires | 19 |
| III.2 | Analyse..... | 21 |
| IV. | Réponses aux commentaires de la consultation publique de la CREG..... | 26 |
| IV.1 | Réponse de Febeg | 26 |
| IV.2 | Examen de la CREG des réponses de la consultation publique..... | 26 |
| V. | DECISION..... | 28 |

INTRODUCTION

Sur la base de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9°, de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité), des articles 180, §2 et 183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique) et du paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (ci-après : règlement 714/2009), la COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas".

La proposition relative aux règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps (à savoir, année, mois et jour) (ci-après : la proposition) a été envoyée par Elia par lettre du 20 octobre 2014 à la CREG. Le dossier introduit par Elia se compose des documents suivants : la proposition relative à la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-Pays-Bas "Interconnectie België-Nederland. Methode voorgesteld voor de verdeling van de capaciteiten" (traduction libre: Interconnexion Belgique-Pays-Bas. Méthode proposée pour la répartition des capacités) et une note explicative "Toelichting bij de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de Belgisch-Nederlandse grens" (traduction libre: Explication de la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons temporels à la frontière entre la Belgique et les Pays-Bas) (ci-après : la note explicative).

La présente décision est organisée en cinq parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie analyse les modifications proposées aux méthodes de gestion des congestions et d'attribution de capacité à la frontière belgo-néerlandaise. La quatrième partie comporte les réponses aux commentaires de la consultation publique. La cinquième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie de la proposition des gestionnaires de réseau relative à la répartition de la capacité est jointe à la présente décision, de même que la note explicative et la réponse reçue à la consultation publique.

La présente décision finale a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 9 octobre 2015.

////

I. CADRE LEGAL

I.1 Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003

1. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n° 714/2009 a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

2. L'article 16.1 du règlement n° 714/2009 précise que les problèmes de congestion sur le réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés.

3. L'article 16.2 du règlement n° 714/2009 stipule que les procédures de restriction des transactions ne peuvent être appliquées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles, et que sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

4. L'article 16.3 du règlement n° 714/2009 prévoit que la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, conformément aux normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

5. L'article 16.4 du règlement n° 714/2009 concerne l'horaire des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

6. L'article 16.5 du règlement n° 714/2009 prévoit que dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les

demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la liaison encombrée afin d'utiliser cette liaison à sa capacité maximale.

I.2 Les « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux »

7. L'annexe I du règlement n° 714/2009 comporte des orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible sur les interconnexions (liaisons) entre réseaux nationaux (ci-après : orientations). Les dispositions de ces orientations qui sont pertinentes pour la présente décision sont fournies ci-après.

1. GENERALITES

[...]

1.9. Au plus tard le 1^{er} janvier 2008, des mécanismes de gestion intrajournalière de la congestion des capacités d'interconnexion sont établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres, de manière à maximaliser les possibilités d'échanges et à assurer l'équilibrage transfrontalier.

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.

2. METHODES DE GESTION DE LA CONGESTION

2.1. Les méthodes de gestion de la congestion sont fondées sur les mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. À cet effet, les capacités sont attribuées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites (capacités) ou implicites (capacités et énergie). Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité peut être appliqué.

2.2. Selon la situation de concurrence, les mécanismes de gestion de la congestion doivent pourvoir à l'attribution des capacités de transport tant à long qu'à court terme.

2.3. Chaque procédure d'attribution de capacités attribue une fraction prescrite de la capacité d'interconnexion disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée précédemment et toute capacité libérée par les détenteurs de capacités ayant bénéficié d'attributions antérieures.

[...]

2.5. Les droits d'accès pour les attributions à long et à moyen terme sont des droits d'utilisation de capacités de transport fermes. Ils sont soumis aux principes de l'obligation d'utiliser les droits sous peine de perte définitive ("use-it-or-lose-it") ou de vente ("use-it-or-sell-it") au moment de la réservation.

2.6. Les GRT définissent une structure appropriée pour l'attribution des capacités selon les échéances. Cette structure peut comprendre une option permettant de réserver un pourcentage minimal de capacité d'interconnexion pour une attribution journalière ou intrajournalière. Cette structure d'attribution est soumise à l'appréciation des autorités de régulation concernées. Pour élaborer leurs propositions, les GRT tiennent compte :

a) des caractéristiques des marchés ;

b) des conditions opérationnelles, telles que les conséquences d'une comptabilisation nette des opérations fermement programmées ;

c) du degré d'harmonisation des pourcentages et des délais adoptés pour les différents mécanismes d'attribution de capacités en vigueur.

[...]

2.10. En principe, tous les opérateurs potentiels du marché sont autorisés à participer sans restriction au processus d'attribution. Pour éviter l'apparition ou l'aggravation de problèmes liés à l'utilisation éventuelle d'une position dominante par un acteur quelconque du marché, les autorités compétentes en matière de régulation et/ou de concurrence, selon le cas, peuvent imposer des restrictions en général ou à une société en particulier en raison d'une position dominante sur le marché.

2.11. Les opérateurs du marché communiquent aux GRT leurs demandes fermes de réservation de capacités avant une date définie pour chaque échéance. La date est fixée de manière à permettre aux GRT de réaffecter les capacités inutilisées dans l'optique d'une nouvelle attribution lors de l'échéance suivante, y compris les sessions intrajournalières.

2.12. Les capacités peuvent faire l'objet d'échanges sur le marché secondaire, à condition que le GRT soit informé suffisamment à l'avance. Lorsqu'un GRT refuse un échange (transaction) secondaire, il doit notifier et expliquer clairement et d'une manière transparente ce refus à tous les opérateurs du marché et en informer l'autorité de régulation.

2.13. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'attribution de capacités sont à la charge des responsables de la défaillance. Lorsque les opérateurs du marché n'utilisent pas les capacités qu'ils se sont engagés à utiliser ou, dans le cas de capacités ayant fait l'objet d'une vente aux enchères explicite, ne procèdent pas à des échanges sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ils perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel en cas de non-utilisation de capacités doit être justifié et proportionné. De même, si un GRT ne respecte pas son obligation, il est tenu d'indemniser l'opérateur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités. Aucun préjudice indirect n'est pris en compte à cet effet. Les concepts et les méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à des obligations sont définis au préalable en ce qui concerne les conséquences financières et sont soumis à l'appréciation de la ou des autorités de régulation nationales compétentes.

[...]

3. COORDINATION

[...]

4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE

[...]

4.2. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, la réservation des droits de transport s'effectue suffisamment à l'avance, avant les sessions à un jour sur tous les

marchés organisés concernés et avant la publication des capacités à attribuer au titre du mécanisme d'attribution à un jour ou intrajournalière. Les demandes de réservation de droits de transport dans la direction opposée sont comptabilisées sur une base nette de manière à assurer une utilisation efficace de l'interconnexion.

[...]

5. TRANSPARENCE

5.1. Les GRT publient toutes les données utiles se rapportant à la disponibilité, à l'accessibilité et à l'utilisation du réseau, comprenant un rapport sur les lieux et les causes de congestion, les méthodes appliquées pour gérer la congestion et les projets concernant sa gestion future.

[...]

5.3. Les GRT décrivent en détail et mettent d'une manière transparente à la disposition de tous les utilisateurs potentiels du réseau les procédures en usage en matière de gestion de la congestion et d'attribution des capacités, ainsi que les délais et les procédures de demande de capacités, une description des produits proposés et des droits et obligations des GRT et de l'opérateur qui obtient la capacité, y compris les responsabilités en cas de manquement aux obligations.

[...]

5.5. Les GRT publient toutes les données utiles concernant les échanges transfrontaliers sur la base des meilleures prévisions possibles. Pour assurer le respect de cette obligation, les opérateurs du marché concernés communiquent aux GRT toutes les données utiles. La façon dont ces informations sont publiées est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Les GRT publient au moins :

a) chaque année: des informations sur l'évolution à long terme de l'infrastructure de transport et son incidence sur la capacité de transport transfrontalier;

b) chaque mois : les prévisions à un mois et à un an des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions (par exemple, l'effet des saisons sur la capacité

des lignes, les activités d'entretien sur le réseau, la disponibilité des unités de production, etc.) ;

c) chaque semaine: les prévisions à une semaine des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions, telles que les prévisions météorologiques, la planification des travaux d'entretien du réseau, la disponibilité des unités de production, etc. ;

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 ;

f) les capacités attribuées, le plus tôt possible après chaque attribution, ainsi qu'une indication des prix payés ;

g) la capacité totale utilisée, par unité de temps du marché, immédiatement après la réservation ;

h) quasiment en temps réel: les flux commerciaux et physiques réalisés, sur une base agrégée, par unité de temps du marché, comprenant une description des effets des mesures correctives éventuelles prises par les GRT (par exemple, la restriction des transactions) pour résoudre les problèmes de réseau ou de système;

i) les informations ex-ante relatives aux indisponibilités prévues et les informations ex-post pour le jour précédent relatives aux indisponibilités prévues et imprévues des unités de production d'une capacité supérieure à 100 MW.

5.6. Toutes les informations utiles doivent être mises à la disposition du marché en temps voulu pour permettre la négociation de toutes les transactions (notamment la date de négociation des contrats de fourniture annuels pour les clients industriels ou la date à laquelle les offres doivent être lancées sur les marchés organisés).

5.7. Le GRT publie les informations utiles sur la demande prévisionnelle et sur la production en fonction des échéances visées aux points 5.5 et 5.6. Le GRT publie également les informations utiles et nécessaires pour le marché de l'équilibrage transfrontalier.

5.8. Lorsque des prévisions sont publiées, les valeurs réalisées ex-post pour les données de prévision sont également publiées dans l'intervalle de temps suivant celui auquel la prévision s'applique ou au plus tard le jour suivant (J+1).

5.9. Toutes les informations publiées par les GRT sont mises à disposition librement sous une forme facilement accessible. Toutes les données sont également accessibles sur des supports appropriés et normalisés servant à l'échange d'informations, à définir en étroite collaboration avec les acteurs du marché. Les données comprennent des informations sur les périodes antérieures, avec un minimum de deux ans, afin que les nouveaux opérateurs du marché puissent également en prendre connaissance.

[...]

I.3 La loi électricité

8. L'article 2, 7° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité entend par "réseau de transport" le réseau national de transport d'électricité à très haute tension et à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des gestionnaires de réseau de distribution, mais ne comprenant pas la fourniture, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant au transport d'électricité échangée de pays à pays liés par une interconnexion, au transport de l'électricité échangée par les producteurs, les clients finals et les gestionnaires de réseau de distribution établis en Belgique, et au transport de l'électricité échangée sur le réseau situé dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

9. L'article 15, § 1^{er} de la même loi prévoit que les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément à l'article 12 et que le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire ou lorsque cet accès empêcherait la bonne exécution d'une obligation de service public à sa charge dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la

Communauté européenne. Les intérêts de la Communauté européenne comprennent, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la Directive 2009/72/CE et à l'article 106 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

10. L'article 23, §2, 9° de la loi prévoit que la CREG contrôle l'application du règlement technique et approuve les documents visés par ce règlement, à savoir ceux qui concernent les conditions de raccordement et l'accès au réseau de transport.

11. L'article 23, §2, 35° de la loi électricité prévoit que la CREG est chargée d'approuver, sur proposition du gestionnaire du réseau, les méthodes utilisées pour établir l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion. Ces méthodes sont transparentes et non discriminatoires. La commission publie les méthodes approuvées sur son site Internet.

12. L'article 23^{quater}, §1^{er} prévoit que la CREG collabore avec l'autorité de régulation ou les autorités des Etats membres concernés de l'Union européenne et avec l'ACER pour les affaires transfrontalières. La CREG collabore au moins au niveau régional, comme le prévoit l'article 12, § 3 du règlement (CE) n° 714/2009, afin de :

- a. favoriser la mise en place de modalités pratiques permettant d'assurer la gestion optimale du réseau, encourager l'établissement de bourses de l'énergie et l'attribution de capacités transfrontalières et permettre un niveau adéquat de capacité d'interconnexion, également par une nouvelle interconnexion au sein de la région et entre les régions, comme le prévoit l'article 12, § 3 du règlement (CE) n° 714/2009 afin de permettre le développement d'une réelle concurrence et d'améliorer la sécurité d'approvisionnement sans discrimination entre les fournisseurs des différents Etats membres de l'Union européenne ;
- b. coordonner le développement de tous les codes de réseau pour les gestionnaires du réseau de transport pertinents et les autres acteurs du marché ; et
- c. coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

La CREG est compétente pour conclure des accords de collaboration avec les autorités de régulation des autres Etats membres de l'Union européenne afin de favoriser la coopération en matière de régulation.

I.4 Le règlement technique

13. L'article 180, §1^{er} du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau détermine de manière non discriminatoire et transparente les méthodes de gestion de la congestion qu'il applique.

L'article 180, §2, précise que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à l'article 26 du présent règlement.

Conformément à l'article 180, §3, du règlement technique, le gestionnaire du réseau doit notamment veiller, dans l'élaboration et la mise en œuvre de ces méthodes de gestion de la congestion :

1° à prendre en compte, autant que possible, la direction des flux d'électricité, en particulier lorsque les transactions diminuent effectivement la congestion ;

2° à éviter, autant que possible, les effets significatifs sur les flux d'énergie dans d'autres réseaux ;

3° à résoudre les problèmes de congestion du réseau de préférence sans recourir à une sélection entre les transactions des différents responsables d'accès ;

4° à fournir des signaux économiques appropriés aux utilisateurs du réseau concernés.

Ces méthodes de gestion de la congestion doivent notamment être basées, conformément à l'article 180, §4, du règlement technique sur :

1° les enchères de la capacité disponible ;

2° la coordination de l'appel des unités de production raccordées dans la zone de réglage et/ou, moyennant l'accord du(des) gestionnaire(s) d'un réseau étranger, par l'appel coordonné des unités de production raccordées dans la(les) zone(s) de réglage étrangère(s) concernée(s).

14. En vertu de l'article 181, §1^{er}, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion prévues à l'article 180 ont notamment pour objectif de :

1° offrir toute la capacité disponible au marché selon des méthodes transparentes et non discriminatoires, en organisant, le cas échéant, une vente aux enchères dans laquelle les capacités peuvent être vendues pour une durée différente et avec différentes

caractéristiques (par exemple, en ce qui concerne la fiabilité attendue de la capacité disponible en question) ;

2° offrir la capacité disponible dans une série de ventes qui peuvent être tenues sur une base temporelle différente ;

3° offrir à chacune des ventes une fraction déterminée de la capacité disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée lors des ventes précédentes ;

4° permettre la commercialisation de la capacité offerte.

L'article 181, §2, prévoit que les méthodes de gestion de la congestion peuvent faire appel, dans des situations d'urgence, à l'interruption des échanges transfrontaliers suivant des règles de priorité préétablies qui sont notifiées à la CREG et publiées conformément à l'article 26 du présent arrêté.

Son paragraphe 3 précise que le gestionnaire du réseau doit se concerter avec les gestionnaires de réseaux voisins pour ce qui concerne les méthodes de gestion des congestions.

15. Selon l'article 183, §1^{er}, du règlement technique, le gestionnaire du réseau veille à l'exécution d'une ou plusieurs méthodes d'allocation aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers.

Selon l'article 183, §2, du règlement technique, ces méthodes doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles sont portées à la connaissance de la CREG pour approbation, et publiées conformément à l'article 26 du règlement technique.

Enfin, l'article 183, §3, du règlement technique ajoute que ces méthodes visent à optimiser l'utilisation de la capacité du réseau conformément à son article 179.

16. Conformément à l'article 184 du règlement technique, ces méthodes d'allocation de la capacité visent notamment :

1° à minimaliser, dans toute la mesure du possible, lors de la gestion d'une congestion, toute différence de traitement entre les divers types de transactions transfrontalières, qu'il s'agisse de contrats bilatéraux physiques ou d'offres sur des marchés organisés étrangers ;

2° à mettre toute capacité inutilisée à la disposition d'autres acteurs du marché ;

3° à déterminer les conditions précises de fermeté pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché.

II. ANTECEDENTS

17. Le 1^{er} novembre 2000, les TSO qui opèrent sur les interconnexions avec les Pays-Bas ont conclu un accord sur la répartition de la capacité sur les différentes frontières néerlandaises. Cela s'est fait à l'occasion du lancement des enchères de capacités aux interconnexions des Pays-Bas et dans le cadre établi par le code de réseau néerlandais, en particulier les articles 5.6.6.1 et 5.6.6.2. Cet accord a été adapté en 2007 et prévoit depuis lors la répartition suivante :

| | Année (MW) | Mois (MW)¹ | Jour (MW) | % total de part |
|--|-------------------|------------------------------|---|--|
| Amprion - TenneT | 522 | 377 ¹ | = Total Amprion – 522-377 ¹ | Total Amprion = 39,6 % du total des frontières néerlandaises |
| Elia – TenneT | 468 | 313 ¹ | = Total Elia – 468 -313 ¹ | Total Elia = 36,4% du total des frontières néerlandaises |
| Tennet TSO GmbH – Tennet TSO B.V. | 310 | 159 ¹ | = Total TenneT TSO gmbH – 310 - 159 ¹ | Total TenneT TSO GmbH = 24,0% du total des frontières néerlandaises |
| Total frontières néerlandaises | 1300 | 849 ¹ | | |

18. Le 29 août 2012, l'"Agency for the Cooperation of Energy Regulators" (ACER) a lancé sa consultation publique relative aux "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules" (produits de couverture à long terme et harmonisation des règles d'allocation de capacité à long terme). Cette consultation publique s'est achevée le 28 octobre 2012. 28 réponses ont été données.

19. Le 2 octobre 2012, la CREG reçoit la proposition d'Elia, établie conjointement avec RTE, relative aux règles de répartition entre les différents horizons de temps de la capacité qui sera allouée en 2013 sur l'interconnexion France-Belgique. Cette proposition est introduite par Elia dans le cadre de l'article 2.6 de l'annexe du règlement (CE) n° 714/2009. Le 15 novembre 2012, la CREG a pris la décision (B)121026-CDC-1200 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et la France". La CREG a demandé dans cette décision de lui soumettre une proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-Pays-Bas qui réponde aux exigences légales, par analogie avec la méthode pour la liaison Belgique-France.

¹ Il s'agit de valeurs maximales

20. Le 26 avril 2013, la CREG a reçu la proposition d'Elia relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". Elia indique qu'elle a été élaborée conjointement avec TenneT TSO B.V.

21. Le 23 juillet 2013, la CREG a envoyé à Elia une "demande d'informations complémentaires concernant la proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". La CREG y demande en particulier une justification de la répartition proposée de la capacité pour l'allocation annuelle et mensuelle qui montre que les capacités sont suffisantes pour le marché, surtout en termes de possibilités de *hedging*. Par ailleurs, la CREG demande pourquoi la capacité pour l'allocation mensuelle est limitée à 145,6 MW dans la proposition de répartition.

22. Le 21 octobre 2013, la CREG a reçu la réponse d'Elia à la demande d'informations complémentaires (envoyée le 18 octobre 2013). Elle comportait un document intitulé « *bijkomende informatie met betrekking tot het voorstel van de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België – Nederland* » (informations complémentaires concernant la proposition de méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas) (ci-après : les informations complémentaires).

23. Le 6 février 2014, la CREG a adopté le projet de décision (B)140206-CDC-1306 relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

24. Le 28 février 2014, la CREG a lancé une consultation de marché sur le projet de décision et la proposition. La consultation s'est déroulée jusqu'au 21 mars 2014.

25. Le 8 mai 2014, la CREG a adopté la décision finale (B)140508-CDC-1306 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". La CREG a rejeté la proposition d'Elia dans cette décision et demandé de soumettre une nouvelle proposition conforme à ses remarques.

26. Le 20 octobre 2014, la CREG a reçu la proposition d'Elia, sur laquelle porte la présente décision finale, relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". Elia indique que TenneT appliquera les dispositions du code de réseau néerlandais sous la surveillance de l'ACM.

27. Le 20 octobre 2014, la CREG a également reçu une réponse à sa question relative aux contrats conclus entre les gestionnaires du réseau de transport d'Europe Centre-Ouest (CWE) concernés du 1^{er} novembre 2000 ("Operational Agreement") et leur amendement d'août 2007. Ces contrats portent sur la répartition des capacités dans le passé. Elia indique qu'ils n'ont toutefois plus d'effet dans l'actuelle proposition d'Elia.

28. Le 3 septembre la CREG a pris son projet de décision (B)150903-CDC-1436 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas". Une consultation publique sur le projet de décision a eu lieu du 7 au 28 septembre 2015. Febeg a répondu à cette consultation publique.

III. ANALYSE DE LA METHODE DE REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS SUR LA LIAISON BELGIQUE-PAYS-BAS, PROPOSEE PAR ELIA

III.1 Remarques préliminaires

29. Le présent titre analyse la conformité de la proposition d'Elia au regard du cadre légal exposé au titre I de la présente décision.

30. La CREG examine en particulier si la proposition d'Elia tient compte du cadre légal belge et européen énuméré dans la partie I.

31. La CREG considère la capacité annuelle et mensuelle comme faisant partie de la capacité à long terme.

32. La présente décision s'applique sans préjudice de toute adaptation ultérieure des méthodes de gestion de la congestion qui pourrait être exigée dans le cadre de nouveaux codes de réseau.

33. La présente décision concerne uniquement la question de la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps et ne concerne pas la méthode de calcul des capacités mensuelles et annuelles.

34. La CREG considère qu'un flux maximum de 2700 MW d'électricité peut actuellement circuler sur les interconnexions belgo-néerlandaises en situation N-1. Cela correspond environ à une capacité commerciale bilatérale (NTC) de 3850 MW². Cette situation sera une nouvelle fois analysée lors de la mise en œuvre de nouveaux investissements dans le réseau dans le cadre du projet Brabo.

² Calculée 2700 MW/0.7. L'approche prévoit qu'en cas d'échange commercial entre la Belgique et les Pays-Bas, 70 % des flux circulent via les interconnexions belgo-néerlandaises.

35. La présente décision concerne uniquement la question de la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps pour l'interconnexion Belgique - Pays-Bas et ne concerne pas l'interconnexion Belgique - France.

36. La consultation publique relative aux "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules" qui a été menée par l'ACER permet de comprendre les points de vue des acteurs du marché participants pour ce qui concerne leur vision des capacités d'interconnexion commerciales à long terme mises à la disposition du marché. La majorité des répondants demande qu'une quantité maximale de capacité soit allouée aux enchères à long terme, ou au moins annuelles. Seuls les acteurs du marché actifs au Danemark, en Finlande, en Norvège et en Suède souhaitent davantage de capacité pour le marché journalier et intrajournalier. La CREG fait remarquer que la structure du parc de production de ces pays est plus flexible et compte plus de centrales hydrauliques que dans les pays de la région Europe centre-ouest (CWE), dont la Belgique fait partie. De ce fait, les préférences dans ces pays peuvent diverger plus fortement que dans la région CWE.

37. La CREG rappelle le principe selon lequel la capacité annuelle et mensuelle sert d'instrument de *hedging* pour les acteurs du marché. Le besoin de produits de *hedging* est cité dans les réponses données par la majorité des répondants à la consultation publique de l'ACER relative au "Forward Risk Hedging Products & Harmonisation of Long Term Capacity Allocation rules".

38. Dans la consultation de marché relative à la décision finale (B)140508-CDC-1306 également, un acteur du marché a avancé qu'il est préférable pour le bon fonctionnement du marché de gros de mettre le plus de capacité de long terme possible à la disposition du marché.

39. Le code de réseau néerlandais prévoit des dispositions pour la répartition de la capacité sur les différents horizons de temps qui sont également pertinentes pour la frontière Belgique-Pays-Bas. Les connexions concernées sont Meeden-Allemagne, Hengelo-Allemagne, Maasbracht-Allemagne, Borssele-Belgique, Geertruidenberg-Belgique et Maasbracht-Belgique. Le code de réseau prévoit que, sur les connexions concernées, 1300 MW sont mis à disposition des transports annuels et entre 400 MW et 850 MW à disposition des transports mensuels. Dans le passé, il existait également un minimum de 100 MW mis à disposition des transports spot. Ce minimum ne fait plus parti du code de réseau actuel.

40. La CREG s'est concertée avec le régulateur néerlandais de l'énergie, l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM), pour la rédaction de cette décision.

III.2 Analyse

41. La proposition d'Elia pour les règles relatives à la méthode de répartition des capacités est synthétisée ci-après. Les règles de répartition proposées s'appliquent tant dans le sens Belgique-Pays-Bas que dans le sens Pays-Bas-Belgique.

La valeur de la capacité de transfert nette annuelle ou "Net Transfer Capacity" (NTCy), disponible dans les circonstances actuelles en octobre ou novembre, constitue la base de la détermination des capacités pour les différentes échéances, qui sont indiquées par ATC ("Available Transfer Capacity").

$ATCy = NTCy - MA_{min} - DA_{min}$,

où MA_{min} et DA_{min} sont les capacités mensuelles et journalières réservées annuellement et s'élèvent chacune à 200 MW.

La capacité supplémentaire déterminée sur base mensuelle, en plus de la capacité minimale garantie sur base annuelle (ou la valeur $NTC_m - NTCy$), est répartie sur la capacité mensuelle et journalière : 25 % de cette capacité supplémentaire est allouée à la capacité mensuelle et 75 % à la capacité journalière.

Si les capacités mensuelles et journalières réservées sur base annuelle ne sont pas disponibles lors de la détermination de la capacité à allouer pour l'enchère mensuelle, la capacité disponible sera allouée de manière égale à la capacité mensuelle et journalière.

42. La CREG souhaite insister sur la signification de "NTCy". Selon une lettre d'Elia du 13 novembre 2014, dans laquelle les valeurs NTCy aux frontières belges sont communiquées, le NTCy est présenté comme "le niveau minimal [...] pour l'allocation de l'ensemble de l'année [...]" sur une liaison donnée. Etant donné qu'il s'agit en l'occurrence d'une valeur minimale sur l'ensemble d'une année, la CREG s'attend à ce que le NTC total ne puisse être inférieur, à une heure déterminée, au NTCy que dans des situations très exceptionnelles. En d'autres termes, le NTCy constitue un seuil pour le NTC à un moment déterminé.

43. La CREG fait remarquer que selon l'article 16.3 du Règlement 714/2009, la capacité maximale des interconnexions doit être proposée aux acteurs du marché. La CREG note que, conformément à ses principes, la totalité de chaque capacité supplémentaire déterminée annuellement selon les formules de répartition est mise à disposition de l'enchère annuelle. Par analogie, la CREG s'attend à ce que la totalité de chaque capacité complémentaire déterminée mensuellement est mise à disposition de l'enchère mensuelle selon les formules de répartition. La CREG s'attend à ce qu'Elia utilise ce principe lors de chaque détermination de capacité sur ses interconnexions et propose au marché la capacité

garantie la plus élevée possible pour chaque échéance. La CREG rappelle également qu'Elia proposait déjà elle-même ce principe dans une note d'Elia et RTE de 2005³ :

44. La CREG relève qu'Elia ne fait plus référence dans sa proposition de répartition à une valeur préalablement déterminée pour la réservation de capacité annuelle et mensuelle, qui était de respectivement 468 MW et 145,6 MW dans la proposition précédente. Ainsi, la proposition d'Elia met une part relativement plus importante de la capacité disponible à la disposition des capacités annuelles et mensuelles, en comparaison avec la précédente proposition de répartition de la capacité à la frontière Belgique-Pays-Bas. De la sorte, Elia répond aux conditions principales de la CREG présentées au paragraphe 43.

45. La CREG fait également observer que la proposition d'Elia ne concerne que la répartition de la capacité du côté belge de la frontière Belgique-Pays-Bas et que le résultat final de la répartition résulte d'une coordination entre Elia et TenneT. Dans ce cadre, le principe selon lequel la valeur minimale des deux gestionnaires du réseau de transport déterminera la valeur finale pour chaque horizon de temps est utilisé. La CREG relève, comme illustré dans le tableau 2 de la proposition, que ce résultat est synonyme dans la plupart des cas d'une limitation pour l'application de la méthode proposée par Elia. Dans la plupart des cas, cette coordination résulte en effet en une baisse de la capacité à long terme (annuelle ou mensuelle) par rapport à la situation dans laquelle il est uniquement tenu compte de la méthode proposée par Elia.

46. La CREG souhaite que les méthodes de répartition de la capacité soient davantage harmonisées dans la région CWE. Cette attente est en ligne avec le projet de règlement *Forward Capacity Allocation*, qui exige que cette méthodologie soit conçue conjointement par les GRT d'une région de calcul de la capacité. Cette harmonisation est déjà effective aujourd'hui à la frontière Belgique-France, où RTE et Elia utilisent une seule et même méthode. Elia indique dans sa lettre du 20 octobre 2014 que les accords⁴ conclus entre les gestionnaires du réseau de transport CWE concernés du 1^{er} novembre 2000 et leur amendement d'août 2007 n'ont plus d'effet sur la proposition d'Elia. La CREG indique donc que cet accord ne peut servir de base à une détermination des règles de répartition.

47. La CREG souhaite qu'Elia lui transmette chaque mois le résultat de la méthode, comme illustré dans la proposition et donc avant la coordination avec TenneT.

³ Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique. Note d'accompagnement. 22/11/2005

⁴ Ces accords ont été conclus entre Elia, TenneT, E.ON Netz (l'actuel TenneT Allemagne) et RWE Transportnetz Strom (l'actuel Amprion). Ces accords ont entre autres imposé une limitation contractuelle de la capacité à l'horizon annuel et mensuel.

48. La CREG souhaite non seulement que la méthode de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-Pays-Bas soit bien conçue mais également qu'elle soit correctement appliquée. Pour cette raison et conformément à l'article 23, §2, deuxième alinéa, 2° et 19° de la loi électricité, la CREG examinera quand et dans quelle mesure le résultat de la méthode, telle que prévue dans la proposition d'Elia, est limité après la coordination avec TenneT. En outre, la CREG indiquera par monitoring quand le NTC total est inférieur à une certaine heure à la valeur minimale préalablement déterminée, comme illustré par le NTCy. Elle le fera en concertation avec l'*Autoriteit Consument & Markt* (ACM).

49. La réservation de capacité pour l'allocation journalière, lors de la détermination de la capacité annuelle et mensuelle, est explicitement prévue au paragraphe 2.6 des orientations et a déjà été présentée dans une note d'Elia et RTE de 2005⁵ (bien que cela concernait à l'époque la frontière Belgique-France). En outre, une capacité garantie attribuée à l'horizon journalier contribuera à un bon fonctionnement du marché par le biais du couplage de marché et à une convergence des marchés. Pour ces raisons, la CREG accepte le principe de réservation (limitée) de capacité à l'horizon journalier. La CREG tient toutefois à préciser que le fait de réserver de la capacité pour l'allocation journalière signifie que cette capacité devra être effective : le volume de capacité d'interconnexion à l'horizon journalier devra à chaque heure s'élever à au moins à cette réservation augmentée de la capacité venant des droits de long terme⁶. Dans le cadre du couplage de marché basé sur les flux, dans le cadre d'implémentation de *Financial Transmission Rights* (FTR) et dans un contexte d'harmonisation des règles de répartition au niveau européen, la CREG s'attend à ce que la réservation de capacité pour l'allocation journalière soit revue de manière coordonnée au niveau CWE et/ou européen.

50. La réservation de capacité pour l'attribution mensuelle, lors de la détermination des capacités annuelles, est aussi présentée dans la note d'Elia et RTE de 2005. Une telle allocation garantit qu'une certaine puissance de capacité sera toujours disponible à un horizon de temps mensuel. En outre, le risque existe qu'une faible allocation de capacité à l'horizon mensuel conduise à une concentration de marché élevée en cas d'enchères de capacité d'interconnexion sur base mensuelle. Pour ces raisons, la CREG accepte le principe de réservation (limitée) de capacité à l'horizon mensuel.

⁵ Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique. Note d'accompagnement. 22/11/2005

⁶ Venant des droits de long terme par les *Physical Transmission Rights* (PTR) avec un « *Use-It-Or-Sell-It* » ou par des *Financial Transmission Rights* (FTR).

51. La CREG fait remarquer que la proposition d'Elia est conforme à la méthode de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sur la liaison Belgique-France, qui a été approuvée par la CREG dans sa décision finale (B)121026-CDC-1200 relative à la "méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et la France".

52. La CREG fait toutefois observer qu'Elia ne justifie pas dans sa proposition de répartition les pourcentages utilisés dans la répartition de la capacité mensuelle supplémentaire à l'horizon mensuel et journalier, à savoir respectivement 25 % et 75 %. La CREG fait également remarquer que ce principe est déjà appliqué à la frontière Belgique-France et que les participants à la consultation de marché de 2011 n'avaient pas émis d'objections sur ce point particulier.

53. La CREG demande à ELIA de systématiquement publier les valeurs NTC annuelles (NTCy) sur son site Web et de les lui communiquer, et ce dès qu'elles seront disponibles.

54. Elia renvoie dans son "Explication de la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps à la frontière Belgique-Pays-Bas" à la possible influence des nominations à long terme sur le fonctionnement du marché journalier. La CREG accepte l'argument d'Elia selon lequel les nominations à long terme peuvent influencer le fonctionnement du marché journalier, mais pas que cette influence est automatiquement négative. Le degré d'influence dépendra du type d'offres sur le marché journalier qui sont remplacées par des offres explicites via les nominations à long terme. Le type d'offres du marché journalier et leur comportement peuvent en effet avoir une influence sur la résilience et la liquidité du marché journalier. Lors du déplacement des offres du marché journalier vers les nominations à long terme, il convient de tenir compte du fait que la demande et l'offre se déplaceront, ce qui en soi ne pourrait créer d'influence immédiate sur le prix du marché journalier.

55. L'éventuel impact d'un niveau de nomination élevé des droits à long terme sur le fonctionnement du marché journalier est également abordé dans la décision de la CREG relative au couplage de marché basé sur les flux⁷ et dans la décision finale relative aux règles d'enchères européennes pour les droits à long terme⁸. Si les nouvelles règles

⁷ 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 d'un couplage des marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe Centre-Ouest)", en particulier le paragraphe 147 et la section VI.4.

⁸ Décision finale (B)1501009-CDC-1446 relative à "la proposition de la SA Elia System Operator de méthode pour l'attribution des capacités disponibles annuelles et mensuelles pour les échanges

d'enchères européennes entrent en vigueur au 1^{er} janvier 2016, après approbation par les régulateurs respectifs, les droits financiers de transport (*Financial Transmission Rights* ou FTR) aux frontières belges prendront la place des droits physiques de transport (*Physical Transmission Rights* ou PTR). De ce fait, les droits à long terme seront considérés comme des instruments de *hedging* financier et la capacité d'interconnexion restera disponible pour le couplage de marché du marché journalier. L'introduction de FTR permettrait par conséquent de répondre aux préoccupations relatives à l'impact du niveau de nomination des droits à long terme sur le fonctionnement du marché journalier.

IV. Réponses aux commentaires de la consultation publique de la CREG

56. La Febeg a répondu à la consultation publique de la CREG, qui a duré du 7 au 28 septembre 2015. EFET a également envoyé le 29 septembre sa réponse à la consultation publique, mais puisque ce fut au-delà de la date limite, elle ne sera pas prise en compte dans cette décision.

57. Les réponses de Febeg sont abordées dans ce qui suit. La réponse de Febeg est annexée à la présente décision.

IV.1 Réponse de Febeg

58. Febeg estime que l'accès à la capacité sur les interconnexions est essentiel pour les acteurs du marché, et qu'un maximum soit mis à disposition du long terme afin que les acteurs du marché puissent faire un *hedging* maximal.

59. Selon Febeg la réservation de capacité pour l'allocation journalière n'est plus nécessaire en raison de l'introduction imminente de FTR.

60. Febeg trouve que la réservation de capacités sur l'interconnexion pour le marché infrajournalier n'est pas une solution idéale. Febeg demande pour l'horizon temporel intraday de surtout mettre en œuvre un bon recalcul de la capacité.

IV.2 Examen de la CREG des réponses de la consultation publique

61. La CREG suit Febeg dans son argument selon lequel une capacité maximale doit être accordée au long terme, comme décrit au paragraphe 43.

62. La CREG suit Febeg aussi dans le fait que l'introduction de FTR a changé le contexte de la réservation de capacité pour l'allocation journalière. La CREG se réfère au paragraphe 49 et l'attente explicite que ce sera étudié par les GRT impliqués d'une manière coordonnée et que, si nécessaire, le principe sera ajusté.

63. La CREG prend note de la demande explicite de Febeg de travailler sur un bon recalcul de la capacité pour *l'intraday*. Ceci est traité dans les discussions ainsi que dans la prochaine proposition et décision concernant le calcul de la capacité *intraday*⁹.

⁹ Voir section VI.2 dans la 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 d’un couplage de marchés journaliers basé sur les flux dans la région CWE (Europe de Centre-Ouest)”

V. DECISION

En application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9° de la loi électricité, des articles 180, §2 et 183, §2, du règlement technique, et du paragraphe 2.6 de l'annexe I du règlement 714/2009, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, d'approuver la proposition d'Elia relative à la méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas.

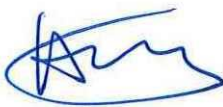
La CREG reconnaît l'importance d'une bonne harmonisation lors de la détermination des règles pour la gestion de la congestion, parmi lesquelles les règles de répartition de la capacité sur différents horizons de temps. Pour cette raison, la CREG demande à Elia d'harmoniser et d'optimiser ces règles à l'avenir au moins en collaboration avec les autres gestionnaires du réseau de transport de la région Europe Centre-Ouest (CWE), comme indiqué au paragraphe 46.

La CREG examinera l'application concrète de cette méthode de répartition des capacités entre les différents horizons de temps sur la liaison entre la Belgique et les Pays-Bas, comme indiqué au paragraphe 48.

La CREG s'attend également à ce que Elia, avec les autres gestionnaires de réseau de transmission CWE et / ou européennes étudie le principe de la réservation de capacité pour l'allocation journalière et l'adapte si nécessaire, comme indiqué au paragraphe 49.

La CREG demande à ELIA de publier les valeurs NTC annuelles sur son site Web et de les lui communiquer, et ce dès qu'elles seront disponibles.

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction

BIJLAGE 1

INTERCONNECTIE BELGIË - NEDERLAND

METHODE VOORGESTELD VOOR DE VERDELING VAN DE CAPACITEITEN TUSSEN DE VERSCHILLENDE TIJDHORIZONTEN JAAR, MAAND EN DAG

2 OKTOBER 2014

Elia legt de volgende Methode voor de verdeling van de capaciteiten onder normale marktomstandigheden voor de Belgisch-Nederlandse grens ter goedkeuring voor aan de CREG.

1. Van de jaarlijkse NTC wordt een capaciteit van 200 MW gereserveerd voor de maandelijkse allocatie (MAmin), en een capaciteit van 200 MW voor de dagelijkse allocatie (DAmin) (via marktkoppeling). De overige capaciteit wordt toegewezen als jaarlijkse ATC

- $ATC_y = NTC_y - MAmin - DAmin$,
met MAmin = 200 MW and DAmin = 200 MW

2. De overblijvende maandelijkse NTC (dit is de NTCm na aftrek van de ATCy en de capaciteitsreservaties voor maand- (MAmin) en dagallocatie (DAmin)), wordt als volgt verdeeld: 25% aan de maandcapaciteit en 75% aan de dagcapaciteit

De maandelijkse ATC (ATCm) bedraagt dan:

- $ATC_m = MAmin + 0,25 \times (NTC_m - ATC_y - MAmin - DAmin)$

De bovenvermelde verdelingsregels gelden voor beide richtingen, dus zowel voor NI→BE als voor BE→NL.

Indien de gereserveerde maand- en dagcapaciteiten niet beschikbaar zijn op het ogenblik dat de voor de maandelijkse veiling toe te wijzen capaciteit bepaald wordt, zal de beschikbare capaciteit gelijkmatig aan de maand- en dagcapaciteit toegewezen worden.

Alle hierboven vermelde verdelingsregels dienen te worden beschouwd los van eventuele capaciteiten bekomen tijdens een jaarveiling die door marktspelers te koop worden aangeboden in de maandveiling (zogenoemde "resales"). De hoeveelheid *resales* zal worden toegevoegd aan de ATCm.

In toepassing van deze, door Elia voorgestelde, Methode voor de verdeling tussen jaar-, maand- en dagcapaciteit bevat Tabel 1 illustratief voor zowel in de richting van België naar Nederland als de richting van Nederland naar België, de concrete capaciteiten voor de verschillende tijdshorizonten voor enkele NTCy- en NTCm-waarden.

TenneT houdt rekening met de bepalingen van de Nederlandse Netcode¹ onder toezicht van de Autoriteit Consument & Markt, welke na afstemming met aangrenzende TSOs en consultatie van marktpartijen tot stand komen. Om de waarden resulterend uit deze bepalingen te illustreren wordt een tweede tabel toegevoegd. Tabel 2 bevat illustratief voor zowel in de richting van België naar Nederland als de richting van Nederland naar België, de concrete capaciteiten voor de verschillende tijdshorizonten voor enkele NTCy- en NTCm-waarden die bekomen worden na coördinatie tussen Elia en TenneT.

¹ Netcode Elektriciteit per 26 maart 2014

Tabel 1: Illustratieve Jaar- Maand- en Dagcapaciteiten in toepassing van de door Elia voorgestelde methode voor de verdeling tussen jaar-, maand- en dagcapaciteit voor enkele NTCy- en NTCm-waarden

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 800 | 800 | 400 | 200 | 200 | 75% | 25% |
| | 946 | 400 | 237 | 309 | 67% | 33% |
| | 1128 | 400 | 282 | 446 | 60% | 40% |
| | 1401 | 400 | 350 | 651 | 54% | 46% |
| | 1501 | 400 | 375 | 726 | 52% | 48% |
| | 1601 | 400 | 400 | 801 | 50% | 50% |
| | 1701 | 400 | 425 | 876 | 49% | 51% |

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 946 | 946 | 546 | 200 | 200 | 79% | 21% |
| | 1128 | 546 | 246 | 336 | 70% | 30% |
| | 1401 | 546 | 314 | 541 | 61% | 39% |
| | 1501 | 546 | 339 | 616 | 59% | 41% |
| | 1601 | 546 | 364 | 691 | 57% | 43% |
| | 1701 | 546 | 389 | 766 | 55% | 45% |

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1128 | 1128 | 728 | 200 | 200 | 82% | 18% |
| | 1401 | 728 | 268 | 405 | 71% | 29% |
| | 1501 | 728 | 293 | 480 | 68% | 32% |
| | 1601 | 728 | 318 | 555 | 65% | 35% |
| | 1701 | 728 | 343 | 630 | 63% | 37% |

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1401 | 1401 | 1001 | 200 | 200 | 86% | 14% |
| | 1501 | 1001 | 225 | 275 | 82% | 18% |
| | 1601 | 1001 | 250 | 350 | 78% | 22% |
| | 1701 | 1001 | 275 | 425 | 75% | 25% |

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1501 | 1501 | 1101 | 200 | 200 | 87% | 13% |
| | 1601 | 1101 | 225 | 275 | 83% | 17% |
| | 1701 | 1101 | 250 | 350 | 79% | 21% |

| NTC y | NTC m | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|-------|-------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1601 | 1601 | 1201 | 200 | 200 | 88% | 12% |
| | 1701 | 1201 | 225 | 275 | 84% | 16% |

Tabel 2: Illustratieve Jaar- Maand- en Dagcapaciteiten in toepassing van de door Elia voorgestelde methode voor de verdeling tussen jaar-, maand- en dagcapaciteit voor enkele NTCy- en NTCm-waarden rekening houdend met de bepalingen van de Nederlandse Netcode onder toezicht van de Autoriteit Consument & Markt.

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 800 | 800 | 400 | 200 | 200 | 75% | 25% |
| | 946 | 400 | 237 | 309 | 67% | 33% |
| | 1128 | 400 | 282 | 446 | 60% | 40% |
| | 1401 | 400 | 313 | 688 | 51% | 49% |
| | 1501 | 400 | 313 | 788 | 48% | 52% |
| | 1601 | 400 | 313 | 888 | 45% | 55% |
| | 1701 | 400 | 313 | 988 | 42% | 58% |

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 946 | 946 | 468 | 220 | 258 | 73% | 27% |
| | 1128 | 468 | 265 | 395 | 65% | 35% |
| | 1401 | 468 | 313 | 620 | 56% | 44% |
| | 1501 | 468 | 313 | 720 | 52% | 48% |
| | 1601 | 468 | 313 | 820 | 49% | 51% |
| | 1701 | 468 | 313 | 920 | 46% | 54% |

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1128 | 1128 | 468 | 265 | 395 | 65% | 35% |
| | 1401 | 468 | 313 | 620 | 56% | 44% |
| | 1501 | 468 | 313 | 720 | 52% | 48% |
| | 1601 | 468 | 313 | 820 | 49% | 51% |
| | 1701 | 468 | 313 | 920 | 46% | 54% |

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1401 | 1401 | 468 | 313 | 620 | 56% | 44% |
| | 1501 | 468 | 313 | 720 | 52% | 48% |
| | 1601 | 468 | 313 | 820 | 49% | 51% |
| | 1701 | 468 | 313 | 920 | 46% | 54% |

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1501 | 1501 | 468 | 313 | 720 | 52% | 48% |
| | 1601 | 468 | 313 | 820 | 49% | 51% |
| | 1701 | 468 | 313 | 920 | 46% | 54% |

| NTCy | NTCm | ATCy | ATCm | DA | Capaciteit ATCy+ATCm | Capaciteit DA |
|------|------|------|------|-----|----------------------|---------------|
| 1601 | 1601 | 468 | 313 | 820 | 49% | 51% |
| | 1701 | 468 | 313 | 920 | 46% | 54% |



Toelichting bij de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de Belgisch-Nederlandse grens

Context

In de Eindbeslissing (B)140508-CDC-1306 over de "Methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Nederland" vraagt de CREG aan Elia om een nieuw voorstel in te dienen dat rekening houdt met de opmerkingen in de paragrafen 35 tot 47 van deze beslissing.

In uitvoering van deze beslissing en in uitvoering van paragraaf 2.6 van bijlage I van de verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juni 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit heeft Elia een nieuw voorstel met betrekking tot de methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België - Nederland (hierna "Methode"), aan de CREG ter goedkeuring voorgelegd.

Deze nota vormt een toelichting bij de voorgestelde Methode en gaat in op de opmerkingen geformuleerd door de CREG in haar Eindbeslissing.

Toelichting

- In lijn met de vraag van de CREG aligneert het nieuwe voorstel zich met de verdelingsregels voor de Belgisch-Franse grens die door de CREG werd goedgekeurd bij de Eindbeslissing (B)121026-CDC-1200 over de 'Methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillende tijdshorizonten op de koppelverbinding België-Frankrijk' en de koppelverbinding België-Nederland. De nieuwe Methode bestaat uit een formule die - mits een minimum reservatie voor de maandelijkse en dagelijkse ATC - de jaar-, maand- en dagcapaciteiten berekent op basis van de jaarlijkse en maandelijkse NTCs die bepaald worden op basis van het in CWE gecoördineerd capaciteitsberekeningsproces. De minimale waarden voor de maand- en dagcapaciteit werden geharmoniseerd met de waarden die gebruikt worden voor de verdeling van de capaciteiten op de grens België - Frankrijk en zijn vastgelegd op 200MW. Ook de formule werd gelijkgeschakeld, met dit verschil dat er voor de grens BE-NL een volledige symmetrie is tussen beide richtingen, wat niet het geval is voor de grens BE-FR.
- Deze Methode is niet meer gebaseerd op absolute waarden, zodanig dat elke verandering aan de capaciteitsbepaling of significante structurele veranderingen op de koppelverbinding België-Nederland automatisch in rekening kunnen worden gebracht bij de finale waarden die voor de desbetreffende tijdshorizon (zij het jaar, maand of dag) worden bepaald in coördinatie met TenneT TSO B.V. In dit verband willen wij benadrukken dat deze Methode onafhankelijk is van de beschikbare jaarlijkse NTC op de BE-NL grens aangezien deze

laatste wordt bepaald op basis van een gecoördineerd capaciteitsberekenningsproces uitgevoerd door alle CWE transmissienetbeheerders (de resultaten voor 2014 werden gepubliceerd op 26 oktober 2013). Elia zal ook in de toekomst haar inspanningen voor een verhoogde harmonisatie van deze regels met de andere transmissienetbeheerders in de CWE-regio verderzetten.

- Verder verhoogt deze Methode het aandeel dat aan de lange-termijn capaciteit (jaar- en maandcapaciteit) wordt toegewezen op substantiële wijze. De Methode realiseert consistent een 60-80% aandeel van de capaciteit voor de LT-veilingen, rekening houdend met een jaarlijkse NTCy van 946MW (cf. supra, waarde die voor 2014 werd vastgelegd). Dit aandeel zou moeten tegemoet komen aan de hedging noden die door de marktpartijen naar voor werden geschoven tijdens de consultatie van de CREG, en hun wens om meer lange termijn rechten te kunnen verkrijgen op de veilingen.
- In paragraaf 42 van de eindbeslissing 1306 wordt er verwezen naar een indicator die de vraag naar de jaarlijkse en maandelijkse capaciteit vergelijkt met de capaciteit die wordt aangeboden aan de markt. Echter, in de FEBEG analyse over de vraag naar LT veilingen worden de prijzen waartegen de biedingen worden geplaatst niet in rekening gebracht. Elia is van mening dat het in rekening brengen van de biedprijs informatie essentieel is om de echte marktfunctionering te kunnen analyseren, in het bijzonder wanneer wordt gesteld dat deze markt onder sterke druk staat en overvraagd is met een factor 7 in vergelijking met de volumes die verkocht zijn in 2013.

Een dergelijke analyse van de biedprijzen¹ toont aan dat het grootste gedeelte van de niet aanvaardde biedingen voor de maand- en jaarveilingen lager zijn dan het DAMC² gerealiseerde prijsverschil (Figuur 1). Voorspellingsfouten zouden als verklarende factor kunnen worden ingeroepen, maar een vergelijking met het verwachte prijsverschil, berekend op basis van de forward base load elektriciteitsprijzen (bron: SPECTRON) die ex ante beschikbaar zijn, bevestigt dat de niet aanvaardde biedingen ook heel vaak lager liggen dan laatstgenoemde, zeker voor de gemiddelden van de maandelijkse veilingen. Dit is minder duidelijk voor de jaarlijkse veilingen omdat de onzekerheid hoger is. Maar zelfs in dit geval zijn de DAMC gerealiseerde prijsverschillen niet lager dan de niet aanvaardde biedingen. Elia merkt op dat dit niet volledig in overeenstemming lijkt met een over- ingetekende markt onder fysische druk!

| Periode januari 2013-juni 2014 | Gemiddelde prijs van de expliciete veilingen [€/MWh] | Gemiddelde van de maandelijkse energie gewogen prijs-gemiddelden van de aanvaardde biedingen [€/MWh] | Gemiddelde van de maandelijkse energie gewogen prijs-gemiddelden van de niet aanvaardde biedingen [€/MWh] | Gemiddeld DAMC prijsverschil [€/MWh] | Gemiddelde van de maandelijkse gemiddelde base load forward DA prijsverschillen (SPECTRON) [€/MWh] | Gemiddelde van de maandelijkse base load forward DA prijsverschillen, enkel voor de veilingdagen (SPECTRON) [€/MWh] |
|--------------------------------|--|--|---|--------------------------------------|--|---|
| Maand BE>NL | 3,87 | 4,48 | 1,95 | 4,36 | 3,22 | 3,56 |
| Maand NL>BE | 1,09 | 1,55 | 0,33 | 0,73 | 0,38 | 0,46 |
| Jaar BE>NL | 3,73 | 4,18 | 2,00 | 4,36 | 2,05 | 2,58 |
| Jaar NL>BE | 1,60 | 2,28 | 0,55 | 0,73 | 0,00 | 0,00 |

Figuur 1: Energie gewogen gemiddelde voor de biedprijzen op de Jaar- en Maandveilingen ten opzichte van marktdata (2013-2014)

¹ *Figuur 1 is enkel een high level voorstelling, gebruik makend van het globale gemiddelde van de maandelijkse / jaarlijkse gemiddelden voor de eenvoud in presentatie.*

² *Day Ahead Market Coupling*

- In paragraaf 42 van de Eindbeslissing 1306 onderschrijft de CREG het voorbeeld van FEBEG dat de toekenning op lange termijn (jaar en maand) van alle beschikbare grensoverschrijdende capaciteit de marktkoppeling niet ondergraaft. Elia zou willen opmerken dat de neutraliteit van LT-Nominaties voor de Day-Ahead Marktkoppeling (DAMC) afhangt van verschillende factoren die tegelijkertijd moeten zijn vervuld. Volgens ons begrip zijn deze factoren:
 1. dat de fysiek geïmporteerde energie in zijn totaliteit naar de DAMC gaat (deelname aan de marktkoppeling is immers niet verplicht, de energie kan gedeeltelijk of volledig via een OTC contract worden verhandeld);
 2. dat de overgehevelde DA-bieding prijs-neutraal is over de grens, wat betekent dat het zou moeten worden aangeboden tegen dezelfde prijs in beide markten (prijsdiscriminatie kan daarentegen wel voorkomen);
 3. dat er geen effecten zijn, veroorzaakt door een trapsgewijze karakter van de vraag naar energie of door complexe multi-uren blokorders die aanwezig zijn in de markt in verschillende vormen (wat zou bijdragen tot een wijziging van het evenwicht)

Aangezien gelijktijdige naleving van alle bovenstaande factoren onwaarschijnlijk lijkt, heeft Elia de neiging om het standpunt dat T-nominaties wél gevolgen heeft voor de DAMC, te ondersteunen.

- Zoals uitgelegd in de vorige paragraaf, kunnen de LT Nominaties het DAMC resultaat/evenwicht veranderen door de DA capaciteit te verlagen wanneer deze capaciteit nodig is omwille van congestie op de interconnectie (meer bepaald de nominaties in de economische richting van het DA prijsverschil). In meer dan de helft van de gevallen zijn de LT Nominaties neutraal omdat ze gebeuren in een periode van prijsconvergentie (en dus geen congestie)³. Echter, historisch gezien kunnen we constateren dat de LT Nominaties nauwelijks de DA markt helpen door netting in periodes van congestie: nominaties in de tegengestelde richting van het DA prijsverschil vertegenwoordigen slechts 1% tot 7% van alle LT Nominaties op de grens BE-NL⁴. In §41 van de Eindbeslissing 1306 werd een referentie gemaakt naar deze netting als mogelijke hulp voor de DA markt. In dit verband, gebaseerd op de resultaten van eerdere studies uitgevoerd in het kader van de verdelingsregels (zowel FR-BE als BE-NL), ondersteunt Elia het algemene idee (aangehaald door Belpex in dezelfde §41) dat bij congestie, hogere niveaus van LT Nominaties waarschijnlijk eerder het DAMC proces zullen schaden dan te helpen door netting.
- Wanneer we uitgaan van de tot op heden beste omstandigheden (een NTCy van 946MW en een NTCm van 1501MW en een nominatieniveau van 10% van de LT capaciteiten⁵), kan er – rekening houdend met de bepalingen van de Nederlandse Netcode die door TenneT moeten worden toegepast – een capaciteit van 1423MW worden toegekend aan de BE-NL grens voor de DA marktkoppeling. Zoals opgenomen in tabellen 12&13 van Bijlage 2 van Het Voorstel van 26/04/2013, kwamen LT Nominatieniveaus van meer dan 200MW voor BE-NL occasioneel voor. Deze niveaus vertegenwoordigen meer dan 30% van de historische aangeboden LT capaciteit van 616MW en sommige van deze nominatiepieken gebeurden bij kleine prijsverschillen. LT Nominaties verhogen gewoonlijk bij hoge DAMC prijsverschillen, maar er is geen duidelijke unieke correlatie met het prijsverschil als zijnde de enige reden hiervoor.
- Rekening houdend met het feit dat LT Nominatieniveaus kunnen verhogen op alle Belgische grenzen, is het niet ondenkbaar zich een situatie voor te stellen waarbij de DA

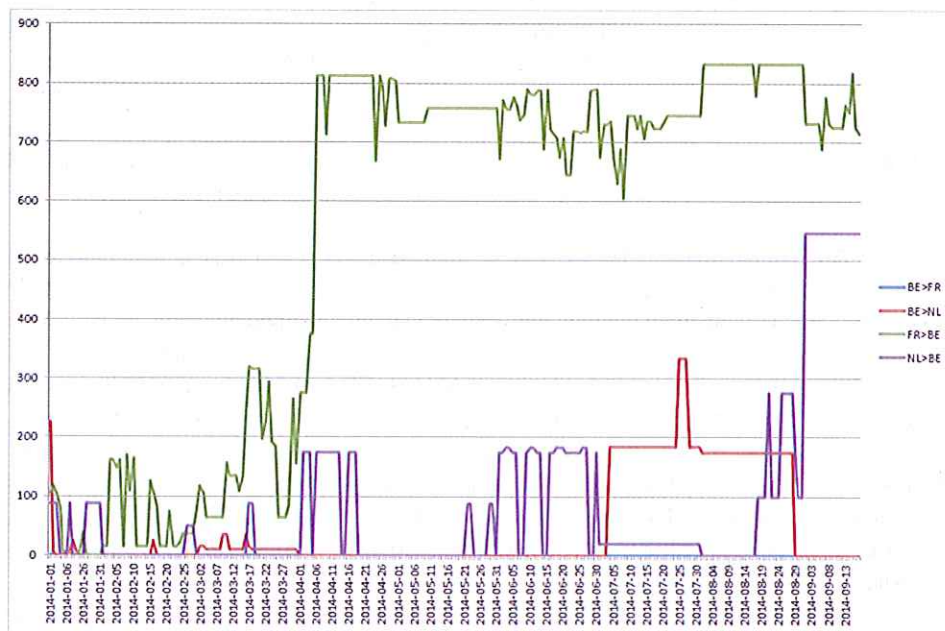
³ Dit verschilt van het argument dat FEBEG in § 42 heeft aangebracht, omdat dit laatste de neutraliteit poneert in alle gevallen en omdat het juist in situaties met congestie wel problematisch zou kunnen zijn

⁴ Tabellen 14 & 15 in Bijlage 2 van het voorstel van Elia over de 'methode voor de verdeling van de capaciteiten tussen de verschillend tijdschizonten op de koppelverbinding België Nederland' van 26/04/2013 (hierna "Het Voorstel van 26/04/2013").

⁵ Cf Tabel 16 van Bijlage 2 van Het Voorstel van 26/04/2013

prijverschillen een piek vertonen en waar de LT Nominatieniveaus eveneens substantiële verhogingen zouden kennen. Nominatieniveaus op de BE-NL grens zouden tijdelijk kunnen verdubbelen (of zelfs meer). Dit was reeds het geval in de richting FR→BE, waar de LT Nominaties minstens tijdelijk verdubbeld zijn, volgend op de uitval van Doel 3 en Tihange 2 (cf. Figuur 2). De laatste geobserveerde waarden tonen dat ook de LT Nominaties voor een import vanuit NL een sterke verhoging kennen.

- De voorgestelde Methode voor de BE-NL grens kan, rekening houden met een LT nominatieniveau tot 33%, in alle omstandigheden⁶ een capaciteit van ongeveer 700MW garanderen voor de DAMC (wat overeenkomt met ongeveer de helft van de 1423MW die we bekomen op basis van de tot op heden optimale omstandigheden)⁷. Dit niveau daalt tot ongeveer 400MW bij een LT Nominatiepercentage van 75%. Dit laatste vertegenwoordigt een volumeverlies van 1GW (komende van 1423MW tot ongeveer 400MW) voor een markt zoals Belpex met een maximaal DA handelingsvolume van 3,35GW⁸ en 1,96GW⁹ gemiddeld gezien (=21% van de Belgische consumptie). Dit zou dus een verlies betekenen van een derde tot de helft van het totale op Belpex verhandelde volume voor DA, wat meer dan waarschijnlijk gevolgen zou hebben voor de prijzen (rekening houdend met de sensitiviteitsanalyse voor de LT Nominaties opgenomen in hoofdstuk 7, en de Belpex resiliëntie analyse in hoofdstuk 4 §4.4.3 van Bijlage 2 van Het Voorstel van 26/04/2013).
- Trouwens, elke verdelingsregel die voldoende capaciteit biedt voor de LT expliciete veilingen onder het PTR¹⁰ opties regime, zou ook onderhevig zijn aan ditzelfde risico dat gepaard gaat met verhoogde niveaus van LT Nominaties. Vorige studies van Elia hebben aangetoond dat dit een impact heeft, niet alleen op de Belpex prijzen, maar op alle CWE prijzen. Daarom deelt Elia de mening van Belpex zoals uitgedrukt in § 41 van de Eindbeslissing 1306 van de CREG en ondersteunt de aanbeveling om FTR¹¹ opties in te voeren in de CWE regio.



Figuur 2: LT Nominaties voor de Belgische grenzen, alle richtingen (2014)

⁶ Rekening houdend met een NTCy en NTCm vanaf 946MW, maar zonder de limieten van de Nederlandse Netcode.

⁷ Rekening houdend met een NTCy van 946M, een NTCm van 1501MW en de limieten van de Nederlandse Netcode.

⁸ Het gemiddelde voor 23 januari 2013 (BELPEX communiceerde een volume van 80,5GWh voor die dag).

⁹ BELPEX communiceerde een volume van 17,13TWh voor 2013.

¹⁰ Physical Transmission Rights

¹¹ Financial Transmission Rights

- Elia onderstreept het belang van een resiliënte en goed functionerende DA markt, in het bijzonder wanneer we rekening houden met het feit dat de resultaten van de DAMC gebruikt worden als indexatie-referentie, niet enkel voor alle expliciete LT hedging producten, maar ook voor bilaterale contracten (OTC) die momenteel het merendeel van de huidige consumptie dekken.

Conclusie

Elia is van mening dat de voorgestelde Methode in Bijlage 1 voldoet aan de opmerkingen van de CREG in haar Eindbeslissing 1306, in het bijzonder wat betreft de alignering met de verdelingsregels voor de BE-FR grens, zowel wat betreft de gebruikte minimale capaciteiten voor MA en DA en het gebruik van een dynamische formule die de uiteindelijke ATCm en DA capaciteiten rechtstreeks relateert met de NTC waarden die bepaald worden in het gecoördineerde capaciteitsberekingsproces uitgevoerd door alle CWE transmissienetbeheerders. Ook komt de Methode tegemoet aan de hedging noden en de wens voor een verhoging van de LT capaciteiten die door de marktpartijen werden uitgedrukt in de CREG consultatie, rekening houdend met de nodige capaciteiten voor een goede DA marktwerking.