



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz  
Rue de l'Industrie 26-38  
1040 Bruxelles  
Tél. : 02/289.76.11  
Fax : 02/289.76.09

## COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

### **DECISION**

(B)110915-CDC-1097

relative à la

*"demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité du transport et aux méthodes de gestion de la congestion pour les échanges d'énergie avec les réseaux français et néerlandais, telles qu'établies dans le cadre de la région Europe centre-ouest"*

prise en application de l'article 15.2 du Règlement (CE) n° 714/2009 et des articles 176, §2 et 180, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci

15 septembre 2011

# INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur la base de l'article 15, §2 du Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil (ci-après : le Règlement) du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et des articles 176, §2 et 180, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la SA Elia System Operator (ci-après : Elia) relative au plan général pour le calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité du transport sur la base des caractéristiques électriques et physiques du réseau.

L'article 176, §2 du règlement technique prévoit que les méthodes appliquées par le gestionnaire du réseau pour l'évaluation de la capacité de transfert sont publiées et notifiées à la CREG.

L'article 180, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées par le gestionnaire du réseau à la CREG pour approbation.

L'article 15, §2 du Règlement (CE) prévoit que les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans doivent être soumis à l'approbation des autorités de régulation.

La proposition relative au modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport, applicable aux frontières belges pour la capacité annuelle et mensuelle, telle qu'arrêtée dans le cadre de l'initiative régionale Europe centre-ouest (CWE), a été notifiée par Elia par lettre reçue le 13 novembre 2009.

La présente décision repose en grande partie sur la même argumentation que celle de la décision (B) 101026-CDC-997 de la CREG du 26 octobre 2010. La CREG est ainsi suivie par la Commission européenne (voir paragraphe 27).

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie illustre les objections de la CREG, le contexte de la décision et les mesures d'affaiblissement. La quatrième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie de la proposition d'Elia relative au modèle général de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport des capacités annuelles et mensuelles est annexée à la présente décision.

La présente décision a été approuvée par le Comité de direction de la CREG le 15 septembre 2011.

////

I. CADRE LEGAL .....	5
I.1. Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/CE.....	5
I.2. 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.....	6
I.3. Orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transport disponible des interconnexions entre réseaux nationaux .....	7
I.4. La loi électricité .....	13
I.5. Le règlement technique.....	13
II. Antecedents .....	16
III. Appréciation de la méthode proposée et mesures de mitigation .....	21
III.1. Discrimination.....	21
III.2. Utilisation peu efficace du réseau de transport.....	22
III.3. Pas d'allocation basée sur le marché .....	22
III.4. Publication du plan général pour le calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité.....	22
III.5. Contexte et mesures de mitigation .....	23
III.6. Conclusion – appréciation .....	24
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>25</b>

# **I. CADRE LEGAL**

## ***I.1. Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/CE***

1. La Directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/CE (ci-après : Directive 2009/72/CE) impose en son article 12. f) une obligation générale selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

La directive 2009/72/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 32.1 qui dispose que les Etats membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.

L'article 32.2 de la directive 2009/72/CE précise notamment que le gestionnaire de réseau de transport peut refuser l'accès s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire.

L'article 37.6.c) de la directive 2009/72/CE concerne les tâches et les compétences des autorités de régulation et prévoit qu'elles sont compétentes pour fixer ou approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour calculer ou établir les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

L'article 37.9 de la directive 2009/72/CE prévoit que les autorités de régulation surveillent la gestion de la congestion des réseaux nationaux d'électricité, y compris des interconnexions, et la mise en œuvre des règles de gestion de la congestion et que, à cet effet, les gestionnaires de réseau de transport ou les opérateurs du marché soumettent leurs règles de gestion de la congestion, y compris l'attribution de capacités, aux autorités de régulation nationales. Les autorités de régulation nationales peuvent demander la modification de ces règles.

L'article 38.2 c) de la directive 2009/72/CE prévoit que les autorités de régulation coopèrent au moins à l'échelon régional, pour coordonner le développement des règles de gestion de la congestion.

## ***1.2. 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***

2. 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.

3. L'article 15.2 prévoit que « les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseau de transport sont rendues publiques. Les informations publiées comprennent un plan général pour le calcul des capacités totales de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation ».

4. L'article 16.1 précise que les problèmes de gestion de la congestion du réseau sont traités grâce à des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseau de transport concernés. En outre, cet article prévoit que les problèmes de congestion du réseau

sont de préférence résolus par des méthodes non transactionnelles, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents acteurs du marché.

5. L'article 16.3 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, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

6. L'article 16.4 concerne le calendrier des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau 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.

7. L'article 16.5 du règlement n° 714/2009 prévoit que dans la mesure où cela est techniquement possible, les gestionnaires de réseau de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans le sens opposé sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale.

### ***1.3. Orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transport disponible des interconnexions entre réseaux nationaux***

8. L'annexe 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 : les orientations). Les dispositions de ces orientations, pertinentes pour la présente décision, sont énoncées ci-après.

## 1. GENERALITES

[...]

1.6. *Aucune distinction basée sur les transactions ne peut être pratiquée en matière de gestion de la congestion. Une demande particulière de service de transport ne sera rejetée que si les conditions suivantes sont réunies:*

- a) les flux physiques d'électricité marginaux résultant de l'acceptation de cette demande ont pour effet que le fonctionnement sûr du réseau électrique risque de ne plus être garanti, et*
- b) la valeur monétaire attachée à cette demande dans la procédure de gestion de la congestion est inférieure à celle de toutes les autres demandes qu'il est prévu d'accepter pour le même service et aux mêmes conditions.*

1.7. *Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. Ainsi, les GRT ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle [1]. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs. Cette situation ne peut être tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme.*

1.8. *Pour équilibrer le réseau à l'intérieur de sa zone de contrôle par des mesures opérationnelles dans le réseau et par des mesures de rappel, le GRT tient compte de l'effet de ces mesures sur les zones de contrôle voisines.*

[...]

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.

[...]

2.6. 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.

2.7. L'attribution de capacités ne doit pas produire de discrimination entre les opérateurs du marché qui souhaitent exercer leur droit de recourir à des contrats d'approvisionnement bilatéraux ou de soumettre des offres sur des bourses de l'électricité. Les offres présentant la valeur la plus élevée, qu'elles soient formulées implicitement ou explicitement dans un délai donné, sont retenues.

[...]

## 3. COORDINATION

3.1. L'attribution de capacités au niveau d'une interconnexion est coordonnée et mise en œuvre par les GRT concernés en faisant appel à des procédures d'attribution communes. Dans l'hypothèse où des échanges commerciaux entre deux pays (GRT) risquent de modifier sensiblement les conditions des flux physiques dans un pays tiers (GRT), les méthodes de gestion de la congestion sont coordonnées entre tous les GRT concernés en faisant appel à une procédure commune de gestion de la congestion. Les autorités de régulation nationales et les GRT veillent à ce qu'aucune procédure de gestion de la congestion ayant des répercussions importantes sur les flux physiques d'électricité dans

*d'autres réseaux ne soit élaborée unilatéralement.*

*3.2. Au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2007, une méthode et une procédure communes de gestion coordonnée de la congestion sont appliquées au minimum pour les attributions de capacités ayant leur échéance à un an, à un mois et à un jour entre les pays appartenant aux régions suivantes :*

- a) Europe du nord (Danemark, Suède, Finlande, Allemagne et Pologne),*
- b) Europe du nord-ouest (Benelux, Allemagne et France),*
- c) Italie (Italie, France, Allemagne, Autriche, Slovénie et Grèce),*
- d) Europe centrale et orientale (Allemagne, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Autriche et Slovénie),*
- e) Europe du sud-ouest (Espagne, Portugal et France),*
- f) Royaume-Uni, Irlande et France,*
- g) États baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie).*

*Dans le cas d'une interconnexion impliquant des pays qui appartiennent à plusieurs régions, une méthode différente de gestion de la congestion peut être appliquée dans un souci de compatibilité avec les méthodes appliquées dans les autres régions. En pareil cas, il appartient aux GRT concernés de proposer la méthode à soumettre à l'appréciation des autorités de régulation concernées.*

*[...]*

*3.4. Des procédures de gestion de la congestion compatibles sont définies dans ces sept régions en vue de constituer un marché européen intérieur de l'électricité véritablement intégré. Les opérateurs du marché ne sont pas confrontés à des systèmes régionaux incompatibles.*

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

- a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux,*
- b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants,*
- c) des obligations identiques, pour les détenteurs de capacités, en matière de fourniture*

*d'informations sur l'utilisation qu'ils projettent de faire des capacités qui leur sont attribuées, c'est-à-dire la réservation des capacités (pour les ventes aux enchères explicites),*

*d) des échéances et des dates de clôture identiques,*

*e) une structure identique pour l'attribution des capacités entre les différentes échéances (à 1 jour, à 3 heures, à 1 semaine, etc.) et en termes de blocs de capacité vendus (quantité d'électricité exprimée en MW, MWh, etc.),*

*f) un cadre contractuel cohérent avec les opérateurs du marché,*

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

*h) le traitement comptable et la liquidation des mesures de gestion de la congestion.*

*[...]*

#### **4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE**

*4.1. L'attribution des capacités de transport disponibles se fait suffisamment à l'avance. Avant chaque attribution, les GRT concernés publient conjointement les capacités à attribuer, en tenant compte, le cas échéant, des capacités libérées par rapport à d'éventuels droits d'utilisation fermes des capacités de transport et, s'il y a lieu, des réservations nettes qui s'y rapportent, ainsi que toute période au cours de laquelle les capacités seront réduites ou indisponibles (pour des raisons d'entretien, par exemple).*

*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.*

*5.2. Les GRT publient une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le*

marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

[...]

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.*

[...]

## ***I.4. La loi électricité***

9. L'article 2, 7° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : loi électricité) définit le terme « réseau de transport » comme le réseau national de transport d'électricité, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant à la transmission d'électricité de pays à pays et à destination de clients directs des producteurs et de distributeurs établis en Belgique, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

10. L'article 15, § 1<sup>er</sup> 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 si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions techniques prévues dans le règlement technique.

## ***I.5. Le règlement technique***

11. L'article 176 du règlement technique stipule : "§1<sup>er</sup>. Le gestionnaire du réseau détermine les méthodes qu'il applique lors de l'évaluation de la capacité de transfert qu'il peut mettre à disposition des responsables d'accès pour leurs échanges d'énergie avec les réseaux étrangers. §2. Les méthodes visées au § 1<sup>er</sup> sont publiées par le gestionnaire du réseau conformément à l'article 26 du présent arrêté et notifiées à la commission".

12. L'article 177.1 stipule : "§1<sup>er</sup>. Les méthodes visées à l'article 176 visent à la mise à disposition de la plus grande capacité d'interconnexion possible, de façon transparente et non discriminatoire, et en assurant la sécurité, la fiabilité et l'efficacité du réseau. §2. Ces méthodes sont notamment basées, sur les règles et les recommandations qui régissent l'interopérabilité des réseaux interconnectés européens et les échanges d'énergie entre les zones de réglage. §3. Ces méthodes tiennent compte, autant que possible, de l'influence des

flux d'électricité qui résultent, le cas échéant, des échanges d'énergie entre les zones de réglage. §4. Ces méthodes tiennent compte, autant que possible, de l'influence sur les réseaux étrangers des flux d'électricité qui résultent, le cas échéant, des échanges d'énergie entre la zone de réglage et ces réseaux".

13. L'article 180, §1<sup>er</sup> 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.

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° des procédures de mise en concurrence 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<sup>er</sup>, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion 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 l'élaboration et la mise en oeuvre des méthodes de gestion des congestions.

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

1° à réduire au minimum, 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

16. En 2001, ETSO a publié différents documents relatifs à la définition<sup>1</sup> et aux procédures<sup>2</sup> relatives à l'évaluation des capacités de transfert transfrontalier correspondant à la méthode ATC ("Available Transmission Capacity" ou capacité de transfert disponible). Ces documents sont toujours utilisés à l'heure actuelle par différents GRT, tels que ELIA<sup>3</sup>, comme documents de référence pour une description générale de leurs méthodes de calcul de capacité.

17. A la fin 2005, les gouvernements allemand, français, luxembourgeois et néerlandais ont créé le Forum pentalatéral de l'énergie (ci-après : PLEF). Ce forum comporte trois groupes de support, dont l'un, le Groupe de support 1 (ci-après : GS1), est chargé de l'optimisation de la capacité de transfert disponible des interconnexions et des mécanismes d'allocation.

18. Le 11 novembre 2006, la Commission a publié sa décision du 9 novembre 2006 modifiant l'annexe du règlement (CE) n° 1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Cette décision apporte d'importantes précisions sur le plan de la gestion de la congestion, notamment en ce qui concerne la non-discrimination entre les différents types d'échanges, le recours à des méthodes basées sur le marché, la réduction au minimum des conséquences négatives de ces méthodes, la coordination nécessaire entre gestionnaires de réseau et la prise en compte des "loop flows" (flux de bouclage).

19. En février 2007, les régulateurs de la région CWE ont publié leur plan d'action pour renforcer l'intégration des marchés de la région Europe centre-ouest. Le plan d'action prévoit la mise en place d'un couplage des marchés basé sur les flux, nécessite un examen d'au moins deux options relatives au nombre de zones (ou "nœuds" conformément à l'ancienne

---

<sup>1</sup> ETSO-E: "Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets", avril 2001, disponible à l'adresse : [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/ntc/entsoe\\_transferCapacityDefinitions.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_transferCapacityDefinitions.pdf)

<sup>2</sup> ETSO-E: "Procedures for Cross-border transmission capacity assessments", octobre 2001, disponible à l'adresse : [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/library/ntc/entsoe\\_proceduresCapacityAssessments.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/ntc/entsoe_proceduresCapacityAssessments.pdf)

<sup>3</sup> <http://www.elia.be/repository/pages/f92c55f1e8be40c3b5be1c440f2fc76a.aspx>



terminologie ETSO) par pays, ainsi qu'une analyse de l'utilité de capacités minimales.

20. Le 6 juin 2007, les ministres de l'Energie du Benelux, de la France et de l'Allemagne, ainsi que les représentants des gestionnaires de réseau, des bourses d'électricité, des régulateurs et des acteurs du marché ont signé une déclaration d'intention ("Memorandum of Understanding" ou "MoU")<sup>4</sup> commune relative au couplage des marchés de l'électricité et de la sécurité d'approvisionnement dans la région CWE. Ce MoU a pour objectif la mise en place d'un couplage de marché basé sur les flux entre les cinq pays de la région, ainsi que des étapes supplémentaires dans le domaine de la sécurité d'approvisionnement en électricité. Si la mise en place d'une solution basée sur les flux semble trop difficile, un modèle de couplage moins sophistiqué peut être examiné par les partenaires du projet, comme première étape vers une solution de long terme<sup>5</sup>.

21. Le 13 février 2008, les gestionnaires de réseau et les bourses de la région CWE impliqués dans le projet de couplage de marché ont publié l'étude d'orientation relative à la conception d'un couplage de marché basé sur les flux pour la région CWE (ci-après : étude d'orientation). Cette étude comporte notamment une première description de la méthode de calcul qui sera mise en place et fait état des difficultés rencontrées dans la mise au point de la construction du cas de base ("base case").

22. Le 25 juin 2008, les parties impliquées dans la réalisation du projet de couplage de la région CWE ont annoncé la mise en place d'un couplage basé sur un calcul ATC des capacités, au lieu d'un mécanisme basé sur les flux. La CREG a fortement critiqué cette démarche unilatérale et a envoyé une lettre au "Joint Steering Committee of the CWE market coupling project" le 11 juillet 2008. Dans cette lettre, elle informe le comité du fait qu'elle a de sérieux doutes concernant la méthode proposée. La CREG a fait savoir en particulier que, sur la base des renseignements dont elle dispose, un calcul ATC peut être discriminatoire et aura un impact négatif sur les capacités proposées, notamment à la frontière sud, et que cette méthode n'est pas compatible avec les orientations sur le plan du traitement des *loop flows*.

---

4

[http://www.benelux.be/pdf/pdf\\_nl/dos/dos14\\_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf](http://www.benelux.be/pdf/pdf_nl/dos/dos14_PentalateralMoUMarketCouplingAndSecurityOfSupply.pdf)

<sup>5</sup> Memorandum Of Understanding of the Pentalateral Energy Forum on market coupling and security of supply in CWE, p. 7: "flow-based market coupling is the sole acceptable enduring solution, considering the neighbouring regions as stated. Only if a resolution of the associated issues proves to take too long may the parties examine a less sophisticated market coupling as a first step towards the enduring solution".

23. Le 19 mars 2009, les Régulateurs et les GRT de la région Europe centre-ouest ont publié une communication commune (ci-après : communication commune), à l'attention du Groupe d'appui 1 du PLEF<sup>6</sup>. Cette communication porte notamment sur une compréhension commune de la solution intermédiaire pour le calcul des capacités qui sera proposée dans le cadre du couplage et sur la méthode d'ajustement coordonnée proposée par les GRT.

24. Le 13 novembre 2009, la CREG a reçu la proposition d'Elia relative au modèle de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport des capacités annuelles et mensuelles, qui constitue le thème de la présente décision.

25. Le 1<sup>er</sup> avril 2010, la CREG a reçu d'Elia une lettre datée du 31 mars relative à une demande d'approbation de la mise en œuvre du couplage de marché de la région Europe centre-ouest. Le dossier joint à cette lettre comporte notamment une première description du modèle de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport, applicable aux frontières belges pour les capacités journalières, ainsi que le "Project Document" daté de janvier 2010. Ce dernier document comporte également une description de la méthode de calcul proposée dans le cadre du couplage de marché.

26. Le 14 avril 2010, la Commission a publié sa décision relative à une procédure d'application de l'article 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne de l'article 54 de l'accord EEE (Affaire n° 39351 – Interconnexions suédoises)<sup>7</sup>. Cette décision porte sur la limitation de la capacité de transfert d'électricité transfrontalier, opérée dans le but de diminuer la congestion interne et comporte l'engagement de l'entreprise suédoise Svenska Kraftnät de subdiviser le réseau suédois de transport en deux zones de formation de prix ou plus et d'exploiter ce réseau sur cette base pour le 1<sup>er</sup> juillet 2011 au plus tard.

27. Le 24 juin 2010, la Commission a demandé à 20 Etats membres de mettre en œuvre et d'appliquer sans délai les règles relatives au marché interne de l'électricité<sup>8</sup>. En ce qui concerne la Belgique, la Commission européenne a fait savoir que sa principale préoccupation concernant le Règlement concerne la gestion de la congestion et l'absence de méthode commune coordonnée. Dans son argumentation, la Commission européenne suit la

---

<sup>6</sup> [http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC\\_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20\\_3\\_.pdf](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/RCC_meetings/14supthsup%20CW%20RCC/DD/common%20communication%20to%20SG1%20050209%20_3_.pdf)

<sup>7</sup> [http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39351/39351\\_1223\\_2.pdf](http://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_2.pdf)

<sup>8</sup> <http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/10/275&format=HTML&aged=0&language=EN&guiLanguage=fr>

CREG en ce qui concerne la méthodologie du calcul de capacité proposée<sup>9</sup>.

28. Le 25 juin 2010, Elia et RTE ont annoncé dans un communiqué de presse commun le renforcement de l'interconnexion électrique entre la France et la Belgique. Dans le dossier de presse joint<sup>10</sup>, les gestionnaires de réseau indiquent une hausse d'environ 10 à 15 % de la capacité d'échange entre la France et la Belgique.

29. Le 7 juillet 2010, lors de la 22<sup>ème</sup> réunion du Groupe de coordination de la région Europe centre-ouest (ci-après : CWE RCC), la CREG a présenté les raisons pour lesquelles les méthodes actuelles de calcul des capacités étaient discriminatoires sur le plan des transactions nationales et des échanges transfrontaliers. Dans le procès-verbal de la réunion, il est indiqué que "la discrimination présumée entre les échanges (commerciaux) internes et transfrontaliers ainsi que la nécessité d'une solution de long terme était reconnue par les régulateurs CWE". Afin d'apporter une réponse à cette question, la réalisation d'une étude sur l'influence de la taille des zones sur le bien-être socioéconomique au niveau de la région CWE a été proposée. Il est également précisé dans le compte-rendu de la réunion que "le lancement d'une telle étude et la reconnaissance générale du fait que des mesures appropriées doivent être cherchées afin de rendre les méthodes actuelles de calcul des capacités et la gestion de la congestion conformes à la législation européenne actuelle peut constituer un facteur déterminant pour trouver une solution à cette question".

30. Le 16 juillet 2010, la CREG a transmis à Elia ses remarques relatives à la première version de la description de la méthode de calcul de la capacité transfrontalière ("Modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport – Modèle applicable aux frontières belges pour la capacité journalière").

31. Le 2 septembre 2010, la CREG a reçu pour approbation la proposition d'Elia relative à la mise en œuvre du couplage de marché. Cette proposition comprend notamment une nouvelle version du modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport ainsi qu'une proposition de modalités relatives à la détermination des capacités journalières, en réponse aux préoccupations de la CREG (voir paragraphe 30 ci-dessus) Ces modalités comportent un engagement d'Elia d'atteindre, en 2011, des objectifs au moins égaux à ceux fixés pour 2010 en ce qui concerne les capacités d'interconnexion à la frontière France-Belgique. Cette proposition d'Elia remplace la proposition du 31 mars

---

<sup>9</sup> Voir notamment la partie 3 des orientations

<sup>10</sup> [http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/900/2010\\_06\\_25\\_DP\\_RTE-ELIA\\_Moulaine-Aubange\\_FR.pdf](http://www.elia.be/repository/Lists/Library/Attachments/900/2010_06_25_DP_RTE-ELIA_Moulaine-Aubange_FR.pdf)

2010.

32. Lors de la réunion du 17 septembre 2010 relative au suivi de la mise en œuvre de l' « Interim Tight Volume Coupling » (ci-après : ITVC), il a été annoncé que le couplage de marché de la région CWE et le couplage de la région ITVC nord sera mis en place le 9 novembre 2010, sous réserve des derniers tests et des décisions des régulateurs. Au cours de cette réunion, les régulateurs de la région CWE ont indiqué dans une présentation commune relative aux questions non résolues qu'ils effectueront une surveillance étroite du niveau des capacités et que les GRT devront justifier de manière transparente et rapide les niveaux atteints si ceux-ci devaient être inférieurs aux valeurs minimales convenues. Les régulateurs de la région CWE demandent également aux gestionnaires de réseau d'effectuer, en collaboration avec les autres parties concernées, une étude relative à l'influence de la taille des zones.

33. Le 26 octobre 2010, la CREG a adopté la décision (B) 101026-CDC-997 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport et aux méthodes de gestion de la congestion pour les échanges énergétiques avec les réseaux français et néerlandais, telles qu'établies dans le cadre du couplage de marché de la région Europe centre-ouest" (ci-après : décision 997).

34. Le 3 mars 2011, le règlement (CE) n° 714/2009 est entré en vigueur.

# **III. APPRECIATION DE LA METHODE PROPOSEE ET MESURES DE MITIGATION**

35. Le modèle de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport pour les capacités annuelles et mensuelles comporte la même base que le *Modèle général de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport - Modèle applicable aux frontières belges pour les capacités journalières*, qui constitue le thème de la décision 997 de la CREG. Les différentes objections et leur argumentation sous-jacente concernant la méthode appliquée pour le calcul de la capacité annuelle et mensuelle sont identiques à celles expliquées en détail dans la décision 997. Les principaux éléments de l'évaluation du modèle proposé sont brièvement abordés dans le présent chapitre. Pour une analyse détaillée et davantage de contexte concernant ces arguments, veuillez vous reporter à la décision 997.

## ***III.1. Discrimination***

36. La première et principale objection au calcul (bilatéral) de la capacité est la différence de traitement entre les échanges nationaux et transfrontaliers. La méthode de calcul de la capacité appliquée actuellement aux frontières belges privilégie les échanges compris dans le scénario de base, à savoir les échanges internes à un pays. Par conséquent, la CREG estime que la méthode proposée est discriminatoire par rapport aux échanges transfrontaliers au sein de la région CWE et profite aux échanges internes. Elle estime également que la méthode n'est pas conforme à l'article 16.1 du Règlement (CE) n° 714/2009, qui prévoit notamment que les problèmes de congestion du réseau doivent être traités grâce à des solutions non discriminatoires. En outre, une méthode qui privilégie les échanges internes et octroie ce qui reste à la capacité d'interconnexion n'est également pas conforme à l'article 1.7 relatif aux méthodes de gestion de la congestion. Cet article stipule que les GRT ne devraient pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle. De plus, il est question de discrimination par rapport aux échanges transfrontaliers au sein de la région CWE, au profit d'autres échanges transfrontaliers en dehors de la région. Certains câbles, comme l'IFA, ont un impact majeur sur la capacité à la frontière franco-belge.

### ***III.2. Utilisation peu efficace du réseau de transport***

37. La deuxième objection concernant la méthode de calcul proposée a trait à l'utilisation peu efficace du réseau de transport qui découle de son application. Les capacités techniques du réseau de transport sont mal utilisées : les chiffres de 2009 de la décision 997 montrent que les éléments du réseau de transport sont chargés en moyenne à 19,7 % de leurs capacités nominales. Par ailleurs, aucune corrélation significative n'existe entre le taux de charge moyen réel du système et les congestions observées à J-1. En ce qui concerne la frontière avec les Pays-Bas, où la capacité transfrontalière est limitée à une valeur arbitraire maximale de 1.401 MW, il est évident que ce type de méthodes ne met pas à la disposition des acteurs du marché la capacité maximale du réseau de transport affectant les flux transfrontaliers. Pour ces raisons, la CREG estime que les méthodes de calcul de la capacité appliquées par Elia ne sont pas conformes à l'article 16.3 du règlement qui prévoit que la capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers doit être mise à la disposition des acteurs du marché.

### ***III.3. Pas d'allocation basée sur le marché***

38. La troisième objection aux méthodes proposées est leur incapacité à permettre une allocation des capacités de transport conforme au marché. Les capacités transfrontalières sont en effet calculées (frontière sud) ou déterminées (frontière nord) sans tenir compte de la valeur économique des échanges potentiels. Le mode de répartition de la capacité du réseau de transport entre les frontières et entre les échanges internes et transfrontaliers ne tient pas compte des gains de bien-être potentiels résultant de ces échanges. Pour cette raison, la CREG estime que l'actuelle méthode de calcul de la capacité n'est pas conforme à l'article 16.1 du règlement qui prévoit que les problèmes de congestion du réseau doivent être traités grâce à des solutions basées sur le marché.

### ***III.4. Publication du plan général pour le calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité***

39. L'article 15, alinéa 2, du règlement et l'article 5.2 des orientations impose aux gestionnaires de réseau de publier une description du système général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances. Afin d'être conforme à l'article 15,

alinéa 2, du règlement et à l'article 5.2 des orientations, la description du modèle général doit être suffisamment détaillée. Les informations publiées dans ce document doivent en principe permettre aux utilisateurs de réseau de calculer eux-mêmes approximativement les capacités d'interconnexion.

40. Le document soumis par Elia n'est pas clair en ce qui concerne quelques éléments essentiels, comme la prise en compte des loop flows, l'élaboration du scénario de base ou la modélisation des hypothèses sur ce scénario de base, et ne permet pas au lecteur de calculer lui-même approximativement les capacités d'interconnexion. Ces éléments correspondent aux objections exprimées par la CREG dans sa décision 997, laquelle les aborde de manière plus détaillée. Pour cette raison, le document soumis par Elia ne répond pas sur le plan du contenu à l'article 15, alinéa 2 du règlement et à l'article 5.2 des orientations.

### ***III.5. Contexte et mesures de mitigation***

41. Pour 2011, Elia s'engage à atteindre les objectifs suivants : 1.850 MW pendant 100 % du temps, 2.000 MW pendant 95 % du temps et 2.200 MW pendant 90 % du temps dans la direction France – Belgique, et 800 MW durant toute l'année dans la direction Belgique – France.

42. Afin de répondre aux préoccupations de la CREG relatives au niveau des capacités transfrontalières, il a été proposé lors de la réunion du 22<sup>ème</sup> CWE RCC du 7 juillet 2010 de réaliser, au niveau de la région CWE, une étude relative à l'influence de la taille des zones sur le bien-être socioéconomique régional. Cette étude devrait être conduite par les gestionnaires de réseau et les bourses de la région CWE. L'engagement des régulateurs a été confirmé lors de la réunion relative au monitoring du projet ITVC du 17 septembre 2010. La CREG estime que cet engagement constitue une étape importante dans le cadre de la mise en place de méthodes de gestion de la congestion conformes aux orientations au sein de la région CWE, et en particulier aux articles 1.7 et 1.8 des orientations. La CREG estime très important qu'une solution durable, conforme aux orientations et permettant une utilisation efficace du réseau soit apportée à la gestion de la congestion. La CREG demande ainsi à Elia de poursuivre les travaux qu'elle a entrepris dans ce sens et de l'informer tous les six mois des actions et progrès réalisés à cet effet.

### ***III.6. Conclusion – appréciation***

43. La CREG a démontré ci-dessus que la méthode proposée par Elia est contraire aux articles 16.1 et 16.3 du Règlement (CE) n° 714/2009 et les articles 1.7 et 1.8 des orientations. Le document soumis par Elia ne répond pas davantage, sur le plan du contenu, à l'article 15.2, du Règlement précité et à l'article 5.2 des orientations. En sa qualité d'autorité de régulation, la CREG ne peut que s'en tenir au Règlement n° 714/2009 et à ses orientations ; elle est par conséquent contrainte de refuser la proposition d'Elia. De plus, la CREG tient à rappeler qu'elle insistait déjà, dans sa décision 997 sur la nécessité pour Elia d'appliquer correctement le Règlement et ses orientations. Enfin, la CREG réfère aussi au fait que la Commission européenne a enjoint, le 24 juin 2010, vingt Etats membres, dont la Belgique, de mettre en œuvre immédiatement les règles concernant le marché intérieur de l'électricité ; à cette occasion, la Commission européenne a confirmé l'argumentation de la CREG en ce qui concerne la méthode de calcul de capacité proposée.



# CONCLUSION

En application de l'article 15, § 2, du Règlement (CE) n° 714/2009 et des articles 176, §2, et 180, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, de refuser la proposition d'Elia relative au plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité du transport avec la France et les Pays-Bas, introduite dans le cadre de la mise en place du couplage des marchés de la région CWE.

En effet, la CREG considère que la méthode proposée n'est pas conforme aux articles 16.1 et 16.3 du Règlement et aux articles 1.7 et 1.8 des orientations. Le document soumis par Elia ne répond pas sur le plan du contenu à l'article 15, alinéa 2, du Règlement et à l'article 5.2 des orientations.

Pour ces raisons, la CREG ne peut que prendre acte de la « proposition de la SA Elia System Operator relative au modèle général de calcul de la capacité de transfert pour l'année et le mois et de la marge de fiabilité du transport et aux méthodes de gestion de la congestion pour les échanges d'énergie avec les réseaux français et néerlandais, telles qu'établies dans le cadre de la région Europe centre-ouest » et demande à Elia d'introduire le plus rapidement possible un modèle conforme au Règlement et ses orientations. En outre, la CREG se réserve le droit d'entreprendre toutes démarches visant à la mise en œuvre correcte du Règlement (CE) n° 714/2009 et ses orientations.

La CREG rappelle à Elia les questions qu'elle lui avait déjà transmises dans la décision (B) 101026-CDC-997 du 26 octobre 2010 et lui demande en particulier pour la présente décision :

- conformément au paragraphe 42 concernant l'étude relative à la délimitation des zones de la région CWE, de tout mettre en œuvre pour exécuter la présente étude. Cette étude devra notamment examiner la possibilité de définir un seul prix horaire pour des consommateurs situés dans des zones différentes ;
- conformément au paragraphe 40 de la présente décision, d'éclaircir davantage le texte relatif au modèle de calcul de la capacité de transfert.

////

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



Dominique WOITRIN  
Directeur



François POSSEMIERS  
Président du Comité de direction



**ALGEMEEN MODEL VOOR DE BEREKENING VAN DE TOTALE  
OVERDRACHTCAPACITEIT EN DE TRANSPORTBETROUWBAARHEIDSMARGE  
MODEL VAN TOEPASSING OP DE BELGISCHE GRENZEN VOOR JAAR EN MAAND  
CAPACITEITEN**

## **Inhoudstafel**

1. Introductie.....	3
2. Veronderstellingen met betrekking tot de betrouwbaarheidsmarge .....	4
3. Berekening van de Totale Overdrachtcapaciteit (TTC) .....	5
3.1. Hypotheses.....	5
3.2. Berekening capaciteiten .....	6
3.3. Afstemming capaciteiten .....	7
ANNEX – Voorbeeld voor de Jaarlijkse Totale Transmissie Capaciteit 2010.....	8

## 1. Introductie

Dit document beschrijft de manier waarop de jaarlijkse en maandelijks overdrachtcapaciteit (Net Transfer Capacity) op de Belgische Noord en de Zuid grens wordt berekend. De veronderstellingen met betrekking tot de gerelateerde betrouwbaarheidsmarge worden eveneens toegelicht. De verdeling van de capaciteit tussen verschillende tijdshorizonten (jaar, maand, dag), de allocatie van de capaciteit en de manier waarop die gebruikt wordt, vallen buiten de scope van dit document.

Het begrip overdrachtcapaciteit vraagt eerst een toelichting van enkele begrippen:

- **Total Transfer Capacity (TTC):** De maximale capaciteit of Totale overdrachtcapaciteit die voor de uitwisseling van elektriciteit beschikbaar is tussen netten in aan elkaar grenzende geografische zones, zonder dat de veiligheid van het net in het gedrang komt, en onder voorbehoud van feiten of nieuwe informatie die aan de netbeheerder wordt meegedeeld door de marktpartijen of door andere netbeheerders. Deze veiligheid impliceert ook dat een "N-1" situatie gedekt is. Met andere woorden, bij onverwacht verlies van één belangrijk netelement, is deze overdrachtcapaciteit nog steeds haalbaar.
- **Transmission Reliability Margin (TRM):** De minimale reserve of de Transportbetrouwbaarheidsmarge waarover de netbeheerder op de transmissielijnen moet beschikken om in geval van nood andere landen, waarmee zijn net direct of indirect verbonden is, te kunnen helpen, of door diezelfde landen geholpen te kunnen worden.
- **Net Transfer Capacity (NTC):** De capaciteit die beschikbaar is voor commerciële transacties. Deze is gelijk aan de Totale Transmissie Capaciteit verminderd met de Transportbetrouwbaarheidsmarge of:  $NTC = TTC - TRM$ .

Om de overdrachtcapaciteit te berekenen moeten een aantal hypothesen genomen worden die toelaten realistische netsituaties te simuleren, die kunnen leiden tot de beschikbare capaciteit. Deze hypothesen ontstaan door historische netsituaties te analyseren en de kans in te schatten dat ze zich opnieuw voordoen tijdens de beschouwde periode.

Naast deze historische (referentie) situatie, is het belangrijk om hypothesen aan te nemen betreffende de variabiliteit van onder andere het loopflowgedrag. Opdat deze capaciteit gedurende 100% van de periode haalbaar zou zijn, moeten deze hypothesen zich baseren op de minst optimale omstandigheden. Bij omstandigheden die gunstig zijn, zal de capaciteit dus groter zijn. Dit verklaart waarom de (jaar) capaciteit gedurende een belangrijk percentage van de periode groter zal zijn dan de minimaal haalbare capaciteit (zie voorbeeld in annex).

Volgende elementen kunnen in al dan niet grote mate eveneens een impact hebben op de (Belgische) overdrachtcapaciteit:

- Seizoen: Tijdens de zomer is er een lagere thermische capaciteit van de transportelementen.
- Uitdienstnames van net- en productie-elementen ter uitvoering van werken aan het elektriciteitsnet of productiepark (onderhoud/werken centrales/transport).
- Uitwisselingen tussen Frankrijk en Engeland via de HVDC kabel.

Binnen CWE verloopt de jaarlijkse en maandelijkse capaciteitsberekening sinds 2008 op een gecoördineerde manier tussen alle TSO's uit de CWE landen. Deze methode bestaat uit de volgende stappen:

1. Hypotheses: De CWE TSO's stemmen af welke netsituatie als referentie gebruikt wordt voor de capaciteitsberekening. Afhankelijk van de te berekenen capaciteit (jaarlijks of maandelijks) is dit een andere referentiesituatie. Deze referentiesituatie bevat veronderstellingen over het marktgedrag (productie, afname en import/export) en de topologie van het net (zonder uitdienstnames). Naast deze referentiesituatie wordt eveneens afgestemd over een lijst met uitdienstnames van belangrijke netelementen (productiecentrales en transportelementen) voor de beschouwde periode.
2. Berekening capaciteiten: Iedere CWE TSO analyseert deze uitdienstnames en bepaalt op basis van zijn ervaring welke de meest kritische configuraties zijn voor de zone van de desbetreffende TSO. De referentie netsituatie wordt aangepast aan de hand van deze informatie en de toelaatbare capaciteit wordt berekend. Dit gebeurt door de marktwerking tussen twee landen te simuleren en de impact ervan na te gaan op de fysische fluxen. Hierbij wordt rekening gehouden met de uitval van telkens 1 netelement (N-1 situatie), gezien de veiligheid van het net in alle N-1 situaties gegarandeerd moet blijven.
3. Afstemming capaciteiten: Na een bilaterale afstemming (twee aangrenzende TSO's) volgt een afstemming tussen de CWE TSO's. Op basis hiervan wordt een finale capaciteitswaarde bekomen.

De processen voor de berekening van de jaarlijkse capaciteit en die van de maandelijkse capaciteit zijn grosso modo dezelfde. De berekening van de maandelijkse capaciteit impliceert echter een versnelde toepassing van het proces en het gebruik van meer recente informatie met betrekking tot de marktwerking en uitdienstnames.

## **2. Veronderstellingen met betrekking tot de betrouwbaarheidsmarge**

De betrouwbaarheidsmarge of the TRM is een capaciteit van 250 MW die Elia reserveert op elke grens en in elke richting voor onderlinge internationale hulp in het kader van de exploitatieregels van ENTSO-E<sup>1</sup>. Als één of meer productie-eenheden in één of meer landen onverwacht uitvallen, wordt het gebrek aan productie dat hieruit voortvloeit, onmiddellijk gecompenseerd door een verhoging van de productie in de centrales van alle andere geïnterconnecteerde landen. De TRM-reserve laat toe om deze energie te transporteren door het Belgische net en de andere Europese netten. De contractueel vastgelegde Inter-TSO reserves zijn bepaald op 250 MW per grens in beide richtingen. Om deze reserves te allen tijde te kunnen garanderen, wordt de TRM vastgelegd aan de hand van dezelfde waarde.

---

<sup>1</sup> Technical guidelines for Net Transfer Capacity determination, ENTSO-E, March 2004

### 3. Berekening van de Totale Overdrachtcapaciteit (TTC)

#### 3.1. Hypotheses

##### CWE basisfiles

Binnen CWE wordt een historische netsituatie gekozen die dient als basis voor de capaciteitsberekening van de betrokken TSO's. Deze historische netsituatie is beschikbaar in de vorm van een file (DACF-formaat) met informatie over de topologie van het netwerk, over het productiepark, over de belasting en over de import/export per zone.

Voor de berekening van de jaarcapaciteiten wordt de ENTSO-E "referentie DACF-file" als basis genomen. Deze referentiefile wordt jaarlijks afgestemd binnen ENTSO-E en bevat informatie over een representatieve dag van het vorige jaar met een volledig netwerk zonder uitdienstnames. Een dergelijke file is beschikbaar voor zowel de zomer- als de winterperiode. De maandcapaciteiten worden berekend aan de hand van de DACF file van een representatieve dag van de maand die vooraf gaat aan de maand waarvoor de capaciteiten berekend worden. In principe is dit de eerste woensdag van de maand, tenzij deze niet representatief is (vb. verlofdag).

Naast deze basisfiles is een lijst met twee productieparken beschikbaar. Eén park met veel windproductie en een park met weinig windproductie. Deze lijst laat toe om de impact van de hoge variabiliteit van de windproductie te simuleren op de fysische fluxen.

##### CWE uitdienstnames

De CWE TSO's stemmen af over een lijst met belangrijke uitdienstnames voor de beschouwde periode die één of meerdere grenzen impacteren. Per grens en per richting worden deze situaties opgelijst. Iedere TSO bepaalt zelf, op basis van zijn ervaring, welke situaties hij analyseert en kan op die manier de topologie van de basisfile aanpassen.

##### Loopflows

Loopflows zijn fysische fluxen over grenzen die veroorzaakt worden door enerzijds de commerciële transacties tussen twee prijszones en anderzijds de topologie van het productiepark van de betreffende of de aangrenzende prijszone. Met andere woorden, loopflows zijn fluxen over een grens van een zone die geen gevolg zijn van de import of export van die zone. Gezien het Belgische netwerk sterk geïntegreerd is binnen het Europese netwerk, hebben dergelijke loopflows een grote impact op de capaciteit.

Door de beschikbaarheid van de fasetransformatoren in het Belgische net, kunnen fluxen beter beheerst worden. De waarden van 1000 MW in de Zuid-Noord richting en 1200 MW in de Noord-Zuid richting worden in de hypotheses dan ook meegenomen als maximale loopflows.

##### IFA kabel

Naast de import/export balansen van de Europese landen die de fluxen door België bepalen, heeft het marktgedrag tussen Frankrijk en het Verenigde Koninkrijk via de **IFA kabel** ook een rechtstreekse impact op de Belgische capaciteitswaarden wegens de locatie van de kabel.

### Productiepark

Om een simulatie te maken van het geleverde vermogen, moet een productiepark voor een bepaalde zone verhoogd of verlaagd worden afhankelijk van de richting. Dit gebeurt aan de hand van een homogene transformatie of "Powershift" van het productiepark.

Voorbeeld: Voor de richting Frankrijk → België wordt het geleverde vermogen van Frankrijk 100 MW omhoog gesimuleerd en dat van België 100 MW omlaag.

### N-1 situatie

Een N-1 situatie is een mogelijk incident (bv. uitval een centrale) waartegen de berekende capaciteit bestand moet zijn (capaciteit is "N-1 gedekt"). Iedere TSO beslist op basis van de kennis van zijn eigen net welke N-1 situaties gesimuleerd moeten worden. Dit is een vereiste binnen de exploitatieregels van ENTSO-E.

## **3.2. Berekening capaciteiten**

Zoals eerder vermeld, vormen de basisfiles de referentie voor de berekening van alle capaciteiten. Deze worden aangepast aan de hand van de verschillende hypothesen. Afhankelijk van de hypothesen worden de files geconfigureerd zodat één of meerdere files ontstaan per te berekenen capaciteit en richting. De hypothesen worden voor België op volgende manier gemodeliseerd:

1. **Uitwisselingen Frankrijk - Verenigd Koninkrijk:**  
Bij de berekening van een capaciteit Noord-Zuid, wordt een uitwisseling van 1500 MW verondersteld in de richting FR → GB. Bij een berekening Zuid-Noord, wordt 1500 MW in de richting GB → FR als hypothese genomen. Dit blijft sowieso kleiner dan de maximale capaciteit van 2000 MW in beide richtingen. Deze hypothese is afgestemd met de Franse netbeheerder op basis van statistische analyses.
2. De geselecteerde uitdienstnames worden toegevoegd (zowel netelementen als productiepark). Deze situaties kunnen eveneens verschillen voor elke richting en grens.
3. Door de internationale nominaties van België te annuleren op beide grenzen komt de Belgische balans op nul. Deze annulatie gebeurt door een homogene transformatie van enerzijds het Belgische en Franse productiepark en anderzijds het Belgische en het Nederlandse productiepark. Opgepast! Een annulatie op een grens kan soms te streng zijn voor de berekening van een capaciteit op een andere grens. Daarom kan, afhankelijk van de marktsituatie, toch nog een nominatie behouden worden op die ene grens. (vb. Behouden van nominatie in de richting van BE → NL voor de berekening van een capaciteit in de richting FR → BE.)
4. Indien de fluxen die nu over de grenzen lopen groter zijn dan de maximale waarden voor de loopflows, moeten deze verminderd worden. Dit gebeurt door de standen op de schakelaar van de fase-transformatoren aan te passen. Indien de fluxen lager zijn dan de maximale waarden, kunnen deze verhoogd worden door de uitwisselingen tussen Spanje en Denemarken aan te passen. Dergelijke transactie heeft immers een impact van 25% tot 30% op de Belgische loopflows, zonder dat het productiepark in de nabije omgeving van België beïnvloed wordt.

Na deze voorbereidende fase zijn per grens en richting verschillende berekeningsfiles beschikbaar, afhankelijk van het aantal te analyseren scenario's. Iedere file wordt onderworpen aan een capaciteitsanalyse.



Deze capaciteitsanalyse is een graduele homogene transformatie van de productieparken of de belasting die relevant zijn voor de betreffende grens. Het productiepark van de ene zone wordt gradueel verhoogd (of belasting verlaagd) terwijl het productiepark van de andere zone gradueel verlaagd (of belasting verhoogd) wordt. Anders gezegd, gaat de ene zone meer exporteren terwijl de andere zone hetzelfde volume importeert. Deze graduele powershift gaat verder tot het moment dat de fysische fluxen, die het gevolg zijn van deze transactie, een element op het 380/220 kV net gaan overbelasten. Dit gebeurt aan de hand van een optimalisator waardoor het effect van de marktwerking op de netveiligheid via een fluxgebaseerde methode gesimuleerd wordt. Deze simulatie wordt uitgevoerd aan de hand van een vastgelegde lijst van N-1 situaties. Op die manier wordt één maximumcapaciteit verkregen voor een bepaalde grens in een bepaalde richting, die haalbaar is voor de beschouwde periode.

Indien de powershift een interne congestie veroorzaakt, worden alle mogelijke oplossingen bekeken en getest teneinde deze limiterende factor op te heffen. Deze oplossingen kunnen topologische wijzigingen zijn of redispatching maatregelen.

Enkele voorbeelden voor capaciteit richting Zuid-Noord (FR→BE & BE→NL):

- Verhogen van productie in de zone van RUIEN bij een overbelasting van de transformatoren in de zones RUIEN en/of IZEGEM.
- Sluiten van de railkoppeling in zone DOEL indien overbelasting van lijnen DOEL-MERCATOR.
- Verhogen van productie in de zone van ANTWERPEN bij een overbelasting van de transformatoren in de zone van ZANDVLIET.
- Openen van de railkoppeling in zone AUBANGE indien overbelasting van de lijn AUBANGE-MOULAINIE.

Voorbeelden voor capaciteit richting Noord-Zuid (NL→BE & BE→FR)

- Verminderen van productie in zone COO bij overbelasting van de lijn AUBANGE-MOULAINIE.
- Snijden van lijn AUBANGE-MOULAINIE indien het verminderen van de productie in de zone COO niet voldoende blijkt.

### 3.3. Afstemming capaciteiten

In een eerste fase vergelijken twee aangrenzende TSO's hun respectievelijke uitkomst. Bij verschillende waarden, worden gemeenschappelijke oplossingen bekeken om de laagste waarde te verhogen. Indien dit niet mogelijk blijkt, blijft de laagste waarde gelden voor de twee TSO's.

In een tweede fase worden de bilaterale capaciteitswaarden ter beschikking gesteld van alle CWE TSO's. De TSO's bekijken de robuustheid van NTCs op andere grenzen ten opzichte van de berekende NTCs op hun eigen grenzen. Indien nodig kunnen capaciteiten op die manier herzien worden. Voorbeeld: Een hoge capaciteit op de grens Frankrijk-Duitsland kan een risico inhouden voor de veiligheid van het Belgische net.

Na deze stap zijn de definitieve waarden voor de Totale Transmissieoverdrachtcapaciteit beschikbaar. Door deze waarden te verminderen met de Betrouwbaarheidsmarge ontstaan de NTCs die commercieel verhandeld kunnen worden.

**ANNEX – Voorbeeld voor de Jaarlijkse Totale Transmissie Capaciteit 2010**

*Dit deel van het document is ter illustratie van de beschreven methode*

Richting	TTC	NTC	Limitierende TSO + Kritische uitdienstname(s) + periode
FR → BE	1950MW (100% periode)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 1700MW 100% van periode</li> <li>➤ 1800MW 95% van periode</li> <li>➤ 2000MW 90% van periode</li> </ul>	Elia: PST Zandvliet (1/04/2010-16/07/2010) + 400kV Avelgem-Avelin (W18-19)
BE → FR	1050MW	800MW	RTE: Vigy-Uchtelfangen (W36-38)
NL ↔ BE	1080MW (100% periode)	<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 830MW 100% van periode</li> <li>➤ 1128MW 95% van periode</li> <li>➤ 1219MW 90% van periode</li> </ul>	Elia: PST Zandvliet (1/04/2010-16/07/2010)