



Commission de Régulation de l'Electricité 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)070412-CDC-677

relative à la

*'demande d'approbation de la proposition de la
S.A. Elia System Operator relative aux
méthodes de gestion de la congestion sur
l'interconnexion France-Belgique '*

prise en application de l'article 180, §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

Le 12 avril 2007

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur base de l'article 180, §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), la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique, visant à réaménager la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps.

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

La proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique, visant à réaménager la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps, a été notifiée par Elia, par courrier du 16 mars 2007 (reçu par porteur avec accusé de réception le 19 mars 2007) à la CREG. Le dossier introduit par Elia comprend les deux documents suivants : la description de la proposition intitulée « Interconnexion France-Belgique, répartition de la capacité entre les différents horizons de temps, Proposition 2007 », ainsi qu'un compte rendu « *Belgium-France Interconnexion, split of the capacity between the different timeframes, minutes of the consultation meeting, 6 march 2007* ».

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 analyse la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique. La quatrième partie, enfin, contient la décision proprement dite.

Une copie de la proposition d'Elia telle que notifiée à la CREG par courrier du 16 mars 2007 et une copie du compte rendu de la réunion du 6 mars 2007 sont annexées à la présente décision.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 12 avril 2007.

I. CADRE LEGAL

I.1. **La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE**

1. La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (ci-après : la directive 2003/54/CE), prévoit en son article 9.e) 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 2003/54/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 20.1 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 20.2 de la directive 2003/54/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 23.1.a), de la directive 2003/54/CE concerne les autorités de régulation et prévoit qu'elles doivent au minimum être chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché en ce qui concerne les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités des Etats membres avec lesquels il existe des interconnexions.

I.2. Le règlement (CE) n°1228/2003 du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

2. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n°1228/2003 a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

3. L'article 6.1 précise que les problèmes de congestion du 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.

4. L'article 6.2 du règlement n°1228/2003 stipule que les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive 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.

5. L'article 6.3 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 6.5 du règlement n°1228/2003 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 ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale.

I.3. Les nouvelles « Orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux »

7. La Commission européenne, faisant application de l'article 8(4) du règlement n° 1228/2003, a entrepris de procéder à la modification de l'annexe du même règlement n° 1228/2003 relative aux orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux¹. Une nouvelle version de l'annexe est ainsi entrée en vigueur le 1^{er} décembre 2006 (ci-après : les nouvelles lignes directrices).

Les dispositions de ces nouvelles lignes directrices, relevantes pour la présente décision, sont fournies ci-après.

1. GENERALITES

[...]

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.

¹ Voir décision de la Commission 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, *J.O.C.E.*, n° L 312 du 11 novembre 2006, p.59.

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.

[...]

2.12. 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

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 1er 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:

(...)

b) Europe du nord-ouest (Benelux, Allemagne et France),

(...)

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.

3.5. *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

[...]

4.2. 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.4. La loi électricité

8. 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.

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 si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions techniques prévues dans le règlement technique.

I.5. Le règlement technique

10. 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.

Son article 180, §2, précise que ces méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées à la CREG pour approbation et publiées conformément à son 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 oeuvre 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).

En vertu de l'article 181, §1er, 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.

II. ANTECEDENTS

11. Le 1^{er} décembre 2005, la CREG adopte la décision (B)051201-CDC-494 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique (ci-après : la décision du 1^{er} décembre 2005). Par sa décision, la CREG accepte notamment la proposition d'Elia d'allouer 1300 MW sur une base annuelle et un minimum de 400 MW sur une base mensuelle. L'idée étant que la capacité mensuelle disponible soit maximisée, avec une valeur minimale de 400 MW.

12. Par courrier du 28 novembre 2006, Elia informe la CREG du fait que lors de la réunion « Users' Group Elia » du 23 novembre 2006, une résolution a été discutée en faveur d'un rééquilibrage entre les capacités annuelles, mensuelles et journalières allouées à la frontière franco-belge (sens France-Belgique) pour l'année 2007, et qu'un certain nombre de membres présents ont marqué leur accord sur une nouvelle répartition qui vise à diminuer la capacité allouée sur base annuelle et à augmenter les capacités à mettre à disposition du couplage des marchés. Une telle mesure aurait un effet favorable sur les prix du marché belge. Dans sa lettre, Elia dit espérer que la CREG ne s'opposera pas à la mise en œuvre de cette résolution.

13. Par courrier du 30 novembre 2006, la CREG réagit au courrier d'Elia du 28 novembre 2006 et y rappelle que l'application du système de répartition des capacités a été autorisée provisoirement par la décision du 1^{er} décembre 2005. La CREG y exprime son ouverture face à l'examen d'un réaménagement des capacités, mais insiste sur la nécessité d'introduire pour ce faire un dossier complet de demande d'approbation auprès de la CREG. La CREG y regrette également la tardiveté de la suggestion faite par Elia dans sa lettre du 28 novembre.

14. Par courrier du 4 décembre 2006, Elia répond aux remarques de la CREG formulées dans son courrier du 30 novembre et complète et réitère sa proposition de réduire de 1300 à 1000 MW la capacité mise aux enchères annuelles pour 2007 à la frontière franco-belge. A ce courrier est joint une note d'analyse.

15. Le 7 décembre 2006, la CREG adopte la décision (B)061207-CDC-610 relative à la demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France Belgique (ci-après : la décision du 7 décembre 2006). Par sa décision, prise en application des articles 180, §2, et 183, §2, du règlement technique, la CREG refuse notamment d'approuver la proposition d'Elia relative à la nouvelle répartition des capacités entre les différents horizons temporels. La CREG motive son refus par l'impossibilité d'évaluer valablement la mesure proposée par Elia sur la seule base de l'analyse fournie par Elia et compte tenu du délai extrêmement court dont elle dispose, ainsi que par l'absence d'une consultation ouverte et transparente de l'ensemble des acteurs du marché et le manque de prévisibilité de la mesure pour tous les acteurs du marché. La CREG y indique cependant rester ouverte à l'idée d'un réaménagement de la capacité disponible sur les différents horizons temporels qui serait dans l'intérêt du marché.

16. Après avoir constaté en consultant le site Internet d'Elia, que la capacité mensuelle annoncée pour les mois de janvier et de février 2007 étaient de 400 MW à la frontière France-Belgique (sens France-Belgique), alors que les capacités allouées pour les mêmes mois en 2006 étaient de 1450 MW, la CREG adresse, le 18 décembre 2006, un courrier à Elia dans lequel elle demande à Elia de lui exposer les raisons précises de cette importante diminution.

17. Par un courrier du 22 décembre 2006, Elia répond ne pas comprendre l'étonnement de la CREG vu les arguments déjà invoqués par Elia en faveur d'une rectification de la répartition des capacités dans ses courriers du 28 novembre et du 4 décembre 2006. Elia y explique qu'elle a décidé conjointement avec RTE (le gestionnaire du réseau de transport français), de fixer à la valeur de 400 MW la capacité mensuelle pour les mois de janvier et février 2007, dans le respect de la décision de la CREG du 7 décembre 2006.

18. Par courrier du 27 décembre 2006, Elia informe la CREG de son intention d'organiser une concertation de l'ensemble des acteurs du marché au sujet du réaménagement de la répartition de la capacité disponible sur les différents horizons temporels.

19. Par courrier du 8 février 2006, la CREG précise à Elia qu'elle constate que celle-ci a pris cette mesure unilatéralement, et donc sans la soumettre préalablement à l'approbation

de la CREG, alors qu'une telle mesure implique une modification des méthodes de gestion de la congestion alors appliquées. La CREG constate dans ce courrier que, par cette mesure unilatérale, Elia contourne le refus de la CREG dans sa décision du 7 décembre 2006, d'approuver la proposition d'Elia formulée dans son courrier du 4 décembre 2006. Dans l'attente de l'introduction d'un dossier complet auprès de la CREG, et de l'organisation par Elia d'une consultation complète du marché, la CREG demande par ce courrier à Elia de revenir au principe selon lequel la capacité mensuelle est égale à la capacité maximale pouvant être garantie sur base mensuelle, et de ne pas la limiter artificiellement à 400 MW.

20. Par un courrier du 14 février 2007, Elia répond s'étonner de la réaction de la CREG et prétend que c'est erronément que la CREG conclut qu'Elia aurait contourné le refus de la CREG dans sa décision du 7 décembre 2006. Elia indique en outre que la mesure prise est en conformité avec la décision de la CREG du 1^{er} décembre 2005 puisque le seuil des 400 MW de capacité mensuelle est respecté, et réitère ensuite des arguments déjà invoqués dans ses courriers des 28 novembre et 4 décembre 2006.

21. Le 2 mars 2007, la CREG reçoit d'Elia un courrier daté du 27 février 2007 comprenant des documents qui seront utilisés lors de la réunion de consultation des acteurs du marché du 6 mars 2007 dont question au § 22 ci-dessous.

22. Le 6 mars 2007, Elia organise conjointement avec RTE, une réunion de consultation de acteurs du marché au sujet du réaménagement de la capacité disponible sur les différents horizons temporels, portant sur les mois restants de l'année 2007 d'une part, et pour l'année 2008 d'autre part. Elia et RTE publient peu après le compte rendu de cette réunion sur leur site Internet respectif.

23. Par courrier du 16 mars 2007, Elia soumet à l'approbation de la CREG sa proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique, visant à réaménager la capacité disponible entre les différents horizons de temps, pour application lors de la détermination des capacités mensuelles à allouer pour les mois de mai à décembre 2007. En ce qui concerne l'année 2008, Elia s'engage à organiser avec RTE une consultation à ce sujet dans le courant de l'automne 2007.

24. La CRE (La Commission de Régulation de l'Energie) et la CREG se sont concertées au sujet de la proposition de nouvelle répartition des capacités sur les différents horizons temporels.

III. ANALYSE DE LA PROPOSITION D'ELIA RELATIVE AUX MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE

III.1. Remarques préliminaires

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

26. Dans son courrier du 16 mars 2007, Elia dit soumettre sa proposition à l'approbation de la CREG, sans pour autant indiquer la base juridique exacte de sa demande. Selon la CREG, la modification de la répartition des capacités disponibles entre les différents horizons temporels implique une modification des méthodes de gestion de la congestion et doit donc être examinée par la CREG dans le cadre de sa compétence d'approbation visée à l'article 180, §2, du règlement technique.

27. La CREG rappelle et regrette que Elia et RTE ont, pour les premiers mois de l'année 2007, modifié de manière unilatérale, et donc sans accord préalable des régulateurs concernés, les principes de répartition des capacités jusqu'alors appliqués, et par là également contourné le refus de la CREG contenu dans sa décision du 7 décembre 2006.

28. La proposition d'Elia de nouvelle répartition des capacités disponibles entre les différents horizons temporels ne porte que sur les mois de mai à décembre 2007. La position adoptée par la CREG ne vaut par conséquent également que pour cette période. Pour l'année 2008, une nouvelle proposition devra dès lors être introduite par Elia auprès de la CREG au plus tard le 15 octobre 2007 (voir paragraphe 43 ci-après).

III.2. Analyse

29. Elia propose un réaménagement des capacités allouées à la frontière France Belgique entre les horizons temporels mensuels et journaliers de manière à réserver plus de capacité à l'horizon journalier et donc à augmenter le niveau des capacités à allouer au moyen du mécanisme d'enchères implicites. La CREG comprend que cette modification est liée à l'introduction et au succès de Belpex. La proposition d'Elia est synthétisée dans les deux tableaux ci-dessous, un pour chaque sens, en fonction de la capacité totale pouvant être garantie à l'horizon mensuel (NTC mensuelle).

Proposition d'ELIA: Sens France vers Belgique

NTC mensuelle	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum
1700	1300	75	325
1800	1300	100	400
1900	1300	125	475
2000	1300	150	550
2100	1300	175	625
2200	1300	200	700
2300	1300	225	775

Il convient de signaler ici que la NTC mensuelle attendue pour les mois de juin à septembre 2007 devrait s'établir aux environs de 1700 à 1800 MW. La CREG comprend que la proposition d'Elia ne contient plus d'engagement à allouer 400 MW minimum sur base mensuelle, mais que Elia et RTE s'engagent à allouer un minimum de 1700 MW dans le sens France-Belgique répartis entre les capacités annuelles, mensuelles et journalières.

Proposition d'ELIA: Sens Belgique vers France

NTC mensuelle	ATC annuelle	ATC mensuelle	ATC journalière minimum
600	400	100	100
700	400	150	150
800	400	200	200
900	400	250	250
1000	400	300	300

30. La CREG constate que la proposition d'Elia implique la remise en question du principe guidant la répartition de la capacité disponible sur les différents horizons temporels, tel que proposé par Elia et RTE dans leur note d'accompagnement commune (page 6) du dossier introduit le 22 novembre 2005 relatif aux règles d'allocation de capacité sur l'interconnexion France Belgique.

Ce principe prévoit que : «la capacité mensuelle disponible est la valeur maximale de capacité pouvant être garantie à l'horizon mensuel, d'un commun accord entre les deux GRTs, aux conditions définies dans les Règles IFB et en essayant de conserver un minimum de capacité à allouer à l'échéance journalière. Dans cette première approche, la capacité disponible pour l'échéance journalière serait alors la capacité supplémentaire dégagée au-delà de la valeur déjà allouée aux horizons annuel et mensuel, à laquelle s'ajoute, pour chaque heure de la journée suivante, conformément au principe du « Use-It-Or-Lose-It », la capacité non utilisée par les Participants ayant obtenu de la capacité sur des horizons de temps préalables au journalier. Toutefois, en vue d'assurer le bon fonctionnement du mécanisme d'allocation journalier, certaines contraintes sont susceptibles d'être intégrées aux calculs de capacités de manière à garantir des caractéristiques « minimales » à la capacité utilisée en journalier. Concrètement, 100 MW seront retenus avant détermination de la capacité annuelle disponible et 100 MW complémentaires seront retenus avant détermination de la capacité mensuelle disponible.»

31. La CREG constate que le dossier introduit par Elia le 16 mars 2007 ne contient pas de volet justificatif de la proposition de réaménagement. La justification est à retrouver d'une part dans les transparents présentés lors de la réunion de consultation des acteurs du marché du 6 mars 2007 repris dans le compte rendu de cette consultation, et d'autre part dans les documents envoyés le 27 février 2007 en préparation à cette même consultation. La CREG rappelle qu'elle avait pourtant demandé à Elia, au paragraphe 56 de sa décision du 7 décembre 2006, de lui fournir un dossier fouillé justifiant sa proposition.

32. Un des arguments repris par Elia pour justifier sa demande consiste en la nécessité d'harmoniser la répartition des capacités sur les différents horizons temporels sur la frontière Belgique France avec la répartition observée sur l'interconnexion Belgique Pays-Bas. Cette nécessité est tirée, selon Elia, de l'article 2.6 des nouvelles lignes directrices. En premier lieu, la CREG remarque que l'article 2.6 prévoit plutôt que les gestionnaires de réseau devront prendre en compte dans leur proposition de répartition le niveau d'harmonisation des différents mécanismes en place. En deuxième lieu, la CREG se demande dans quelle

mesure il sera possible et utile « d'harmoniser » les pourcentages allouées sur les différents horizons temporels pour deux interconnexions dont l'une, l'interconnexion France Belgique, a une capacité qui varie de 1700 MW (l'été) à plus de 3000 MW durant l'hiver et l'autre, l'interconnexion Belgique Pays-Bas, a une capacité conventionnelle constante toute l'année d'environ 1350 MW, réduite en cas de menaces sur la sécurité du réseau. Enfin, la CREG indique que l'article 2.6 prévoit également que la proposition des gestionnaires du réseau doit prendre en compte les caractéristiques du marché, dont le fait que la Belgique importe traditionnellement une partie de son énergie depuis la France, et que celles-ci pourraient justifier qu'une différence soit opérée entre les deux frontières au niveau des pourcentages de capacité à répartir entre les différents horizons temporels.

33. Un autre argument invoqué par Elia est que la répartition des capacités telle qu'appliquée en 2006 ne rencontrait pas les besoins du marché. Elia se base pour cela sur une comparaison des prix des enchères annuelles, mensuelles et journalières (cf. *slide* n°7 de la présentation d'Elia). La CREG tient tout d'abord à rappeler que les conditions de l'année et de l'été 2007 seront radicalement différentes de celles de l'année 2006, avec l'apparition de Belpex, du marché secondaire des capacités et de *intraday*, prévu pour juin 2007, sur la frontière France-Belgique. Ensuite, la CREG remarque qu'Elia ne mentionne pas, dans son analyse, les circonstances particulières entourant la première mise aux enchères de capacités sur l'interconnexion France Belgique: le volume très important (suite au renforcement de l'interconnexion et à la suppression de la priorité des contrats historiques) de la capacité annuelle 2006 (prix : 0,76€/MWh) a seulement été annoncé le 6 décembre 2005, pour une allocation le 16 décembre 2005. Elia ne signale pas non plus dans son analyse la bien meilleure valorisation de la capacité annuelle pour 2007 (2,06€/MWh). Enfin, Elia ne peut se baser sur les prix élevés obtenus pour certains mois de 2006 pour les capacités mensuelles pour prétendre que ces prix seraient dus à une préférence des acteurs pour les capacités mensuelles, et en déduire que la répartition des capacités ne correspondait pas aux besoins du marché. En effet, ces pris élevés se justifiaient au contraire par des circonstances exceptionnelles, n'ayant aucun rapport avec une quelconque préférence des acteurs pour ce type de capacités.

34. La CREG constate l'absence de prise en compte par Elia de l'impact du marché secondaire des capacités dans sa proposition de réaménagement. La CREG s'interroge en particulier sur l'ampleur du réaménagement proposé par Elia.

35. Enfin, la CREG constate l'absence de concertation (article 181, §3, du règlement technique) avec le gestionnaire de réseau Néerlandais Tennet. Une prise en compte de l'interaction des capacités allouées aux différents horizons sur les différentes interconnexions apparaît en effet comme indispensable à la CREG, tout particulièrement dans le cadre de l'utilisation d'un couplage trilatéral des marchés. La section 3. des nouvelles lignes directrices précise en outre que les méthodes de gestion de la congestion seront communes et coordonnées à l'intérieur de région Nord-Ouest, qui regroupe le Benelux, l'Allemagne et la France.

36. La CREG signale également que, suite à la concertation réalisée avec la CRE, il apparaît que cette dernière n'est pas non plus convaincue par l'argumentation présentée par Elia et RTE pour défendre leur proposition.

37. En conséquence, la CREG constate qu'Elia ne démontre pas l'opportunité du réaménagement proposé compte tenu de la structure du marché belge de l'électricité. Elia constate seulement qu'une abondance de capacité physique dans le sens France Belgique, qui correspond à la situation des deux derniers hivers, permet d'assurer une convergence des prix des marchés organisés.

38. La CREG considère que, vu la présence d'un marché secondaire des capacités et l'application d'un mécanisme du type « use-it-or-lose-it », seule une augmentation de la capacité physique totale et un « *netting* » des capacités nominées sur base mensuelle et annuelle permettraient de diminuer significativement une éventuelle divergence des prix sur Belpex par rapport à ceux de Powernext en cas de tension sur ces marchés organisés.

39. Vu ce qui est exposé aux paragraphes 31 à 38 qui précèdent, la CREG ne peut approuver la proposition d'Elia de réaménagement des capacités et de modification des principes de répartition de la capacité sur les différents horizons temporels.

40. Cependant, la CREG constate que le réaménagement proposé est soutenu par les grands industriels et qu'il n'a pas rencontré d'opposition formelle des traders et des producteurs, même si certains d'entre eux ont exprimé une préférence pour le retour à l'ancienne méthode.

En outre, il semble à la CREG que le réaménagement proposé par Elia ne risque pas d'avoir un impact très négatif sur le marché.

Ensuite, de par la consultation des acteurs du marché organisée par les deux gestionnaires du réseau, la CREG constate une amélioration de la lisibilité de la méthode de répartition des capacités pour les derniers mois de 2007.

Enfin, la CREG prend acte de la proposition d'Elia d'organiser à nouveau une nouvelle consultation des acteurs du marché à l'automne 2007 qui porterait sur la répartition des capacités pour l'année 2008.

41. Pour toutes ces raisons, bien qu'elle n'approuve pas la proposition d'Elia de réaménagement des capacités et de modification des principes de répartition, la CREG peut autoriser la mise en œuvre du réaménagement proposé par Elia pour les capacités mensuelles et journalières jusqu'à la fin de l'année 2007.

42. Ensuite, la CREG rappelle l'importance pour le marché de la transparence et de la prévisibilité des niveaux de capacités allouées aux différentes échéances temporelles (article 5.5 d), e), f), et g) et article 5.9 des nouvelles lignes directrices). Le réaménagement proposé par Elia transfère vers l'allocation journalière une partie de la capacité mensuelle qui faisait partie de la capacité totale minimale de 1700 MW garantie annuellement par les gestionnaires de réseau. Afin d'assurer la meilleure transparence au niveau de cette capacité totale garantie et de la capacité mise à disposition du couplage des marchés, la CREG demande à ELIA de publier quotidiennement sur son site Internet, en plus des nominations aux différentes échéances et des capacités reportées suite à l'application du « *use-it-or-loose-it* », les valeurs (24 valeurs horaires) de la capacité totale disponible (NTC journalière) calculée en J-2², les capacités (24 valeurs horaires) dégagées par le marché secondaire et les capacités (24 valeurs horaires) proposées au couplage des marchés qui en résultent. L'historique des valeurs publiées devra également être disponible. Ces informations devront être publiées quotidiennement à partir du 1^{er} juillet 2007.

43. Enfin, la CREG rappelle également à Elia combien il est important de signaler suffisamment à l'avance, aux acteurs du marché, les niveaux et la répartition des capacités

² Cette information est déjà publiée sans historique.

allouées (article 5.6 des nouvelles lignes directrices). Pour l'année 2008, Elia devra, le 15 octobre 2007 au plus tard, soumettre à la CREG pour approbation sa proposition de répartition des capacités sur l'interconnexion Belgique France. Cette nouvelle proposition devra comprendre une justification fouillée de la répartition proposée (prise en compte de la structure du marché, du fonctionnement de Belpex depuis son lancement, d'un « *netting* » des capacités, du marché secondaire, de l'interaction avec les différentes frontières,...), et devra indiquer clairement le niveau de la capacité qui sera garanti tout au long de l'année 2008, compte tenu de la mise en service du transformateur déphaseur de Monceau en 2007 et des autres transformateurs déphaseurs prévus pour début 2008.

DECISION

En application de l'article 180, §2, du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, de refuser en l'état d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion sur l'interconnexion Belgique France, visant à réaménager la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps.

Néanmoins, pour les raisons invoquées au paragraphe 40 de la présente décision, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le réaménagement des capacités mensuelles et journalières jusqu'à la fin du mois de décembre 2007.

Afin d'améliorer la transparence de l'allocation des capacités sur l'interconnexion, la CREG demande qu'Elia publie quotidiennement, à partir du 1^{er} juillet 2007, sur son site Internet les informations qui rencontrent les exigences formulées au paragraphe 42 de la présente décision.

La CREG demande qu'Elia soumette à son approbation, le 15 octobre 2007 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2008, qui rencontre notamment les exigences formulées aux paragraphes 35 et 43 de la présente décision.

////

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

Dominique WOITRIN
Directeur

François POSSEMIERS
Président du Comité de direction