



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) 071122-CDC-729**

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'*

prise en application des articles 180, §2, et 183, §2, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci

Le 22 novembre 2007

# INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur base des articles 180, §2, et 183, §2, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport d'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) 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,.

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.

L'article 183, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers sont notifiées à la CREG pour approbation par le gestionnaire du réseau.

La proposition relative aux règles de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps, telles que modifiées, a été notifiée par Elia, par courrier du 24 octobre 2007 (reçu à la même date) à la CREG. Le dossier introduit par Elia comprend les documents suivants : l'analyse synthétique et les propositions initiales d'Elia et de RTE concernant la répartition de la capacité entre les différents horizons de temps à l'interconnexion France Belgique pour l'année 2008 présentées à la réunion de consultation du 1<sup>er</sup> octobre 2007, les analyses et observations détaillées des gestionnaires de réseau, le compte rendu de la réunion de consultation du 1<sup>er</sup> octobre 2007, une copie des commentaires reçus par les gestionnaires de réseau préalablement à la réunion de consultation et la proposition des gestionnaires de réseau pour la répartition des capacités pour l'année 2008.

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 les méthodes de gestion de la congestion et d'allocation de capacité modifiées proposées à la frontière France-Belgique. La quatrième partie, enfin, contient la décision proprement dite.

Une copie de la proposition des gestionnaires de réseau pour la répartition des capacités pour l'année 2008 ainsi que l'analyse synthétique et les propositions initiales d'Elia et de RTE, les analyses et observations détaillées des gestionnaires de réseau, le compte rendu de la réunion de consultation du 1<sup>er</sup> octobre 2007, une copie des commentaires reçus par les gestionnaires de réseau préalablement à la réunion de consultation qu'Elia a notifiées à la CREG par courrier du 24 octobre 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 22 novembre 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 6.4 concerne l'horaire des nominations et la réattribution des capacités non utilisées. Il prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.

7. 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 »**

8. 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 nationaux<sup>1</sup>. Une nouvelle version de l'annexe est ainsi entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2006 (ci-après : les nouvelles lignes directrices).

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

#### **1. GENERALITES**

[...]

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

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

#### **2. METHODES DE GESTION DE LA CONGESTION**

*2.1 Les méthodes de gestion de la congestion sont fondées sur les mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. À cet effet, les capacités sont*

---

<sup>1</sup> 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.

*attribuées uniquement sous la forme de ventes aux enchères explicites (capacités) ou implicites (capacités et énergie). Les deux méthodes peuvent coexister pour la même interconnexion. Pour les échanges intrajournaliers, un régime de continuité peut être appliqué.*

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

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

*[...]*

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

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

*a) des caractéristiques des marchés,*

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

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

*[...]*

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

*peuvent imposer des restrictions en général ou à une société en particulier en raison d'une position dominante sur le marché.*

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

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

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

*[...]*

### **3. COORDINATION**

*[...]*



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

[...]

4.2. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, la réservation des droits de transport s'effectue suffisamment à l'avance, avant les sessions à un jour sur tous les marchés organisés concernés et avant la publication des capacités à attribuer au titre du mécanisme d'attribution à un jour ou intrajournalière. Les demandes de réservation de droits de transport dans la direction opposée sont comptabilisées sur une base nette de manière à assurer une utilisation efficace de l'interconnexion.

[...]

#### 5. TRANSPARENCE

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

[...]

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

[...]

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

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

b) chaque mois: les prévisions à un mois et à un an des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions (par exemple, l'effet des saisons sur la capacité des lignes, les activités d'entretien sur le réseau, la disponibilité des unités de production, etc.);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[...]

#### **I.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 180, §1er, 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.

12. L'article 183, §1er, du règlement technique stipule que le gestionnaire du réseau doit veiller à mettre en oeuvre une ou plusieurs méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers.

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

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

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

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

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

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

## II. ANTECEDENTS

14. Le 1<sup>er</sup> 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<sup>er</sup> 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.

15. 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.

16. 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<sup>er</sup> 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. 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.

23. 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<sup>er</sup> 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.

24. 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.

25. 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.

26. 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.

27. Le 12 avril 2007, la CREG adopte la décision (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 (ci-après : la décision du 12 avril 2007). Par sa décision, la CREG refuse 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, vu l'absence d'impact très négatif sur le marché, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le réaménagement proposé des capacités mensuelles et journalières jusqu'à la fin du mois de décembre 2007. La CREG demande également, dans cette décision, qu'Elia améliore la transparence de la gestion de l'interconnexion et qu'elle soumette, pour le 15 octobre 2007 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2008, qui comprenne une justification fouillée de la répartition proposée, dont l'impact du marché secondaire et qui indique clairement le niveau de capacité qui sera garanti tout au long de l'année 2008, compte tenu des renforcements effectués de l'interconnexion.

28. Le 1<sup>er</sup> octobre 2007, Elia et RTE organisent à Paris une consultation des acteurs du marché relative à de nouvelles propositions faites par les gestionnaires de réseau pour la répartition des capacités sur les différents horizons temporels. Cette réunion permet de dégager une clé de répartition acceptable par l'ensemble des participants.

29. Le 24 octobre 2007, Elia communique à la CREG, conformément à l'article 2.6 des nouvelles lignes directrices, sa proposition, établie conjointement avec RTE, pour la répartition des capacités pour l'année 2008.

30. Au cours du mois de novembre 2007, la CRE (La Commission de Régulation de l'Energie) et la CREG se sont concertées au sujet de la proposition des gestionnaires de réseau relative à la répartition des capacités sur les différents horizons temporels.

31. Le 20 novembre 2007, la CREG reçoit d'Elia une lettre précisant que sa proposition du 24 octobre 2007 a été soumise notamment dans le cadre des articles 180, §2, et 183, §3, de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport et l'accès à celui-ci.

### III. ANALYSE DES MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE PROPOSÉES PAR ELIA

#### III.1. Remarques préliminaires

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

33. La CREG examine en particulier si la nouvelle proposition d'Elia tient compte des critiques formulées par la CREG dans sa décision du 12 avril 2007.

34. La présente décision ne porte aucunement préjudice à la décision de la CREG du 7 décembre 2006. Les remarques qui y sont formulées restent entièrement valables.

35. La présente décision vaut sans préjudice de toute adaptation ultérieure des méthodes de gestion de la congestion qui pourrait être exigée dans le cadre de l'harmonisation prévue à la section 3 des nouvelles lignes directrices.

36. La proposition d'Elia de nouvelle répartition des capacités disponibles entre les différents horizons temporels ne porte que sur l'année 2008. La position adoptée par la CREG ne vaut par conséquent également que pour cette période. Pour l'année 2009, une nouvelle proposition devra dès lors être introduite par Elia auprès de la CREG au plus tard le 15 octobre 2008 (voir paragraphe 54 ci-après).

#### III.2. Analyse

37. 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

Elia propose d'allouer 1300 MW à l'enchère annuelle de 2008, soit une valeur identique à celle allouée en 2007. Elia précise également que, dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 400 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés. Si ces 500 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée à 25 % sur la capacité mensuelle et à 75 % sur la capacité journalière. Du volume complémentaire calculé chaque mois au delà de ces premiers 500 MW, 25 % seront attribués à l'enchère mensuelle et 75 % à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume étant calculé avant l'intégration des ventes de capacité annuelles vers les enchères mensuelles.

**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

Dans le sens Belgique France, Elia propose d'allouer 400 MW à l'enchère annuelle de 2008, soit une valeur inférieure à celle allouée en 2007. Elia précise également que, dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 100 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés. Si ces 200

MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée à 50 % sur la capacité mensuelle et à 50 % sur la capacité journalière. Du volume complémentaire calculé chaque mois au delà de ces premiers 200 MW, 50 % seront attribués à l'enchère mensuelle et 50 % à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume étant calculé avant l'intégration des reventes de capacité annuelles vers les enchères mensuelles.

38. 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.»*

39. Le dossier introduit par Elia contient également deux propositions initiales qui prévoyaient comme capacité proposée à l'enchère annuelle respectivement 1100 MW et 900 MW, pour 1300 MW alloué en 2007. La proposition finale d'Elia pour l'année 2008 résulte de la réunion de consultation organisée par les gestionnaires de réseau le 1<sup>er</sup> octobre 2007 et de la préférence claire des acteurs du marché pour les enchères annuelles. La CREG constate que la proposition finale d'Elia pour l'année 2008 correspond à la règle de répartition appliquée par Elia depuis le mois de mai 2007.

40. Elia indique que sa proposition de répartition des capacités a pour objectif de favoriser le bon fonctionnement du couplage des marchés et d'assurer la nécessaire convergence des prix des différents marchés organisés. Pour atteindre cet objectif, Elia propose une réduction du volume total alloué aux capacités annuelles et mensuelles en faveur d'une augmentation de la capacité allouée au couplage des marchés. L'efficacité de la mesure proposée par Elia est démontrée au moyen de simulations de l'évolution des capacités proposées au couplage des marchés résultant d'autres clés de répartition. Toutefois, ces simulations ne prennent pas en compte l'impact du report des capacités non utilisées vers le couplage des marchés (UIOLI) et de la revente des capacités annuelles et mensuelles (marché secondaire des capacités) au profit de la capacité journalière dont l'influence sur la capacité mise à disposition du couplage est clairement indiquée (407 MW en moyenne dans sens France vers Belgique pour la période de février à août 2007). La prise en compte de ces mécanismes avait toutefois été demandée par la CREG dans sa décision du 12 avril 2007. Elia justifie sa position concernant le marché secondaire par le risque que constitue le petit nombre d'acteurs du marché qui ont effectivement recours à ce mécanisme pour le bon fonctionnement du couplage des marchés.

41. Elia constate que la nouvelle règle de répartition utilisée n'a pas conduit, depuis sa mise en place, pour les enchères du mois de mai, à un grand nombre de cas où la capacité journalière était largement excessive. Cette constatation s'explique aisément par le faible niveau des capacités disponibles durant l'été. Elia ne démontre cependant pas que leur proposition ne risque pas de conduire à un volume important de capacités journalières non utilisées, particulièrement pendant la période hivernale (où les capacités totales disponibles sont nettement plus élevées), volume qui aurait pu être alloué dans des enchères mensuelles.

42. Un autre argument invoqué par Elia est que la répartition des capacités telle qu'appliquée en 2006 et début 2007 ne rencontrait pas les besoins du marché. Elia se base pour cela sur une comparaison des prix des enchères annuelles, mensuelles et journalières (cf. section 3.3 des analyses et observations détaillées des gestionnaires de réseau). La CREG tient tout d'abord à rappeler que les conditions de l'année 2007 sont radicalement différentes de celles de l'année 2006, avec l'apparition de Belpex, du marché secondaire des capacités et de l'*intraday*, implémenté en juin 2007, sur la frontière France-Belgique. Ensuite, la CREG rappelle 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 reconnaît pas 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 en comparaison des valeurs correspondantes pour 2007 pour prétendre que les prix de 2007 résulteraient d'un désintérêt des acteurs du marchés pour les produits mensuels, et en déduire que la répartition des capacités ne correspondait pas aux besoins du marché. En effet, les prix élevés de certains mois de 2006 se justifiaient au contraire par des circonstances exceptionnelles.

43. Le diagramme fournit par Elia à la section 3 de ses observations détaillées pour présenter de manière générale la capacité disponible et son utilisation semble indiquer que la mise en place de la nouvelle clé de répartition va de pair avec une réduction sensible de la capacité allouée sur l'interconnexion. Cette impression est confirmée par une diminution sensible, soit 4.6 %, du cumul des capacités totales par pas horaires disponible en J-2 sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2007 au 15 novembre 2007 par rapport à la même période de l'année 2006. La CREG ne comprend pas les raisons de cette diminution de la capacité disponible, alors que le renforcement de la liaison Chooz Monceau a été mis en service début 2007. La CREG se demande si la nouvelle règle de répartition proposée n'a pas une incidence sur le volume total de la capacité proposée par les gestionnaires de réseau. Cette diminution de la capacité totale disponible constitue selon la CREG le facteur de risque important pouvant conduire à une divergence de prix sur les marchés organisés.

44. De plus, la CREG constate que la proposition d'Elia ne contient aucun engagement en ce qui concerne la capacité minimale qui serait garantie tout au long de l'année 2008. La CREG indique à ce sujet que le renforcement de la liaison Chooz Monceau intervenu début 2007 et l'installation des transformateurs déphaseurs à la frontière Belgique Pays-Bas prévus pour le premier trimestre 2008, soit avant la période traditionnellement la plus critique qui est constituée par l'été, devraient permettre une augmentation significative de la capacité qui serait garantie tout au long de l'année 2008. La CREG constate également la réduction continue de la capacité allouée par l'enchère annuelle dans le sens Belgique France, qui passe de 800 MW en 2006 à 400 MW en 2008. La CREG rappelle à ce sujet l'importance cruciale pour le bon fonctionnement du marché (et en particulier du couplage journalier) d'un engagement clair des gestionnaires de réseau concernant le niveau minimal de la capacité que les gestionnaires de réseau alloueront tout au long de l'année suivante.

45. Ensuite, 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.

46. 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.

47. 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.

48. 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.

49. Vu ce qui est exposé aux paragraphes 37 à 48 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.

50. Cependant, la CREG constate que le réaménagement proposé par les gestionnaires de réseau a été accepté par les acteurs du marché présents lors de la réunion de consultation du 1<sup>er</sup> octobre 2007, même si certains d'entre eux ont exprimé une préférence pour un 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.



51. Pour 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 2008.

52. En outre, la CREG demande à ELIA publier au plus vite l'engagement des gestionnaires de réseau (RTE et ELIA) concernant le niveau minimal de la capacité qu'ils alloueront tout au long de l'année en 2008. Cet engagement devrait avoir lieu suffisamment tôt pour être pris en compte par les acteurs du marché lors des enchères annuelles de capacités sur les deux frontières, soit avant le 28 novembre 2007. La même requête est faite pour la capacité minimale garantie pour l'année 2009.

53. Vu l'intérêt porté par certains acteurs du marché pour des droits de transmission financiers (FTR), la CREG demande à Elia d'étudier les conditions relatives à la mise en place éventuelle de ce type de produit (volume proposé, horizons, options ou obligations).

54. Enfin, la CREG demande à ELIA de lui soumettre, pour le 15 octobre 2008 au plus tard, pour approbation sa proposition de répartition des capacités sur l'interconnexion Belgique France pour l'année 2009. Cette proposition devra comprendre une justification 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,...). Cette proposition devra également prendre en compte l'étude relative aux droits de transmissions financiers.

## 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 50 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 2008.

Afin d'améliorer la transparence de l'allocation des capacités sur l'interconnexion, la CREG demande qu'Elia publie, au plus vite, et au plus tard le 28 novembre 2007, la capacité minimale que les gestionnaires de réseau s'engagent à allouer tout au long de l'année 2008, conformément aux exigences formulées au paragraphe 52 de la présente décision. La même requête est faite pour la capacité minimale garantie pour l'année 2009.

La CREG demande qu'Elia soumette à son approbation, le 15 octobre 2008 au plus tard, une nouvelle proposition pour la répartition des capacités pour l'année 2009, qui rencontre notamment les exigences formulées aux paragraphes 45 et 54 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



## FRANCE-BELGIUM INTERCONNECTION SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES

### SYNTHETIC ANALYSES AND PROPOSALS

#### 1. Preamble

Elia and RTE have experienced within the first eight months of 2007 the allocation of yearly and monthly capacities through auctions and the allocation of daily capacities through the market coupling between Belgium, France and the Netherlands.

The capacity was split between these different timeframes, from May 2007 on, in accordance with the rules defined in the context of the consultation of 6<sup>th</sup> March 2007, published on Elia and RTE's website and reminded hereunder.

#### From France to Belgium:

- Among the 1700 MW that are guaranteed in 2007 from France to Belgium, 1300 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, when possible, a minimum of 100 MW will be dedicated to the monthly auction and a minimum of 400 MW to the daily allocation by market coupling;
- If these 500 MW are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction, the difference<sup>1</sup> will be split according to the rules: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity, respecting the total minimum capacity of 1700 MW;
- Furthermore, from the complementary volume calculated each month above these first 500 MW, 25% would be allocated to the monthly auction and 75% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

---

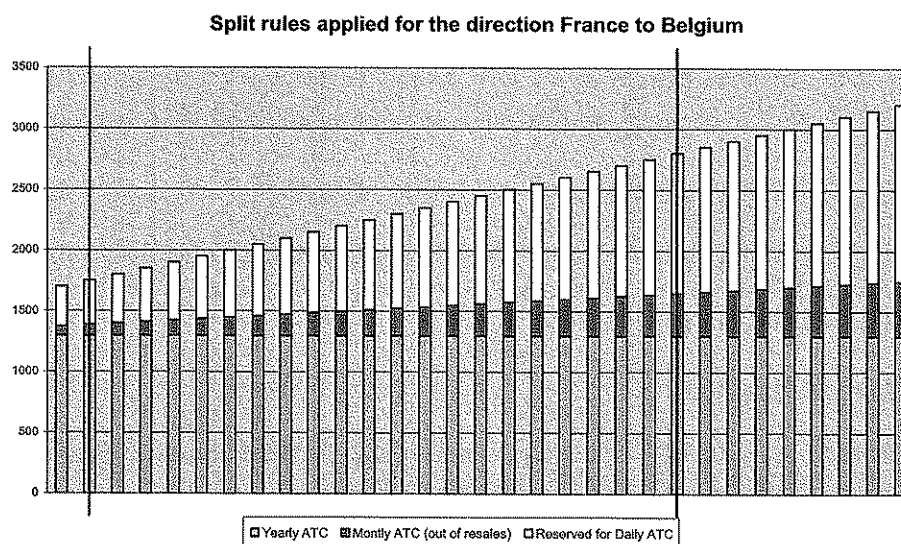
<sup>1</sup> That means the difference between  
- the available capacity for the monthly auction and the daily allocation within the concerned month, and  
- 500 MW.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction France to Belgium:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1700	1300	75	325	81 %	19 %
1900	1300	125	475	75 %	25 %
2100	1300	175	625	70 %	30 %
2300	1300	225	775	66 %	34 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

**From Belgium to France:**

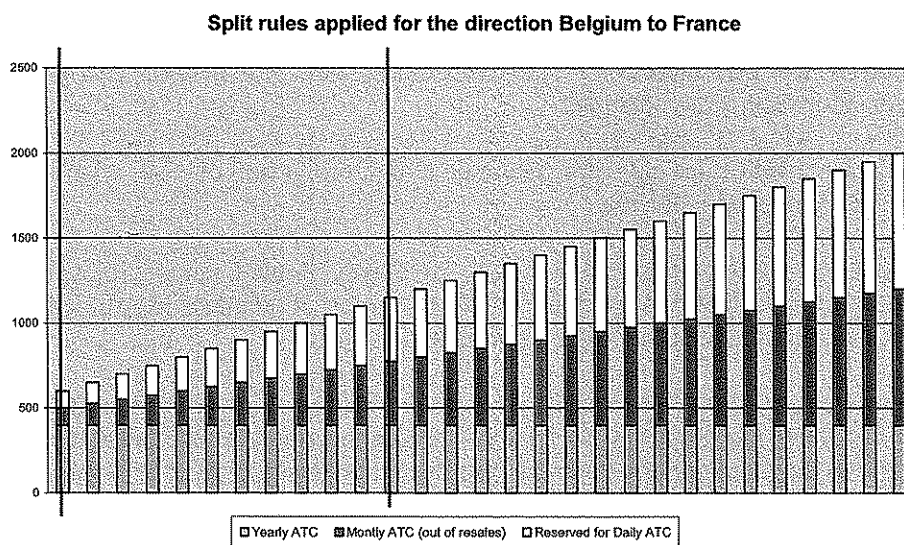
- Among the 600 MW that are guaranteed in 2007 from Belgium to France, 400 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, a minimum of 100 MW of the remaining guaranteed capacity will be dedicated to the monthly auction and a minimum of 100 MW to the daily allocation by market coupling;
- From the complementary volume calculated each month, 50% would be allocated to the monthly auction and 50% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction Belgium to France:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

The results of these allocations and of some simulations have been extensively studied by Elia and RTE, and are presented in appendix. From these results, Elia and RTE observe that:

- The yearly auction price has increased in the direction France to Belgium but as the total volume was not changed, this is probably linked to market situations that vary from one year to the other;
- The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even been reduced in comparison to 2006;
- The experience within the first eight months of 2007 confirms that:
  - o A good convergence has been observed between the prices in France and Belgium, thanks to the good availability of capacity on the day-ahead timeframe on this border. If this convergence remains good in the summer period, when the available daily capacities is smaller in both directions, it has been however lower than during the other months;



- Price convergence between the different coupled markets depends on the level of available capacity between these markets; simulations on market coupling (see the appendix) show that a reduction in day-ahead capacity would have had, at certain periods, major impacts on the prices.
- The present split rules allowed having a sufficient level of daily capacities within the summer. The earlier rules would have significantly reduced the available daily capacity, in both direction, for certain periods of the year, with non-negligible effect on the Belgian and French market prices convergence, level and stability;
- The present split rules have not yet been experienced within a winter period as the change occurred for the auction of May capacities. For this period, yearly and monthly nominations appear to be higher.
- The present split rules have not generated a high proportion of cases where the day-ahead capacity is largely excessive.
- Secondary market remains the activity of a very limited number of participants. The volume of capacity freed by resale and "use it or lose it" remains insufficient to count only on it to assure the necessary daily minimum.

From these observations, Elia and RTE conclude that the reservation of a minimum level of capacity (in MW more than in %) for day-ahead allocations is confirmed as contributing to ensure the good functioning of market coupling; they observe that this minimum level does not have negative impacts on the level of prices for yearly and monthly allocations; this low impact would even enable a slight re-enforcement of this minimum reservation. They also consider the possibility of improving the equilibrium between yearly and monthly levels of capacity.

For these reasons, Elia and RTE propose to adapt the present schemes to split the capacity between the different timeframes (year, month, day) and are willing to consult, within the consultation meeting of the 1<sup>st</sup> October 2007, all interested parties about this modification and will take into account, wherever possible, the comments expressed during the consultation meeting on this topic.

Based on the results of this consultation meeting, Elia and RTE will jointly define a scheme for the split of capacity between the different timeframes, which will be communicated to the Belgian and French regulators. After their validation and before application, the 2008 split rules will be published for information of all market participants on Elia's and RTE's website.

## **2. Proposals**

First of all, the TSOs propose to maintain the principle of allocating a minimum volume of capacity available all year long, without prejudice of the way this volume would be split between the different timeframes.

In 2006 and 2007, this volume was of 1700 MW from France to Belgium. The volume from Belgium to France was of 800 MW in 2006 and 600 MW in 2007.



The minimum values for 2008 will only be known with certainty later this year, when more definitive information regarding grid configuration and power plant revision for 2008 becomes available.

Concretely, for 2008, the Phase Shifting Transformers (PSTs) on the Belgian northern border that come into operation in the first trimester of 2008 will give the possibility to reduce the uncertainty of the loop flows. This will have a positive impact on the available capacity. On the other hand, works of network reinforcement have to be done in 2008 and will necessitate planned outages that would likely have a negative impact on Net Transfer Capacity during several weeks in 2008.

Different schemes to split the capacity between the different timeframes are proposed here below and submitted to the consultation of all interested parties.

## **2.1. Generic principles**

In the previous consultation, Elia and RTE consulted the interested parties on a possible change of the yearly capacity. It was then stated that “there is no major opposition from the participants against a possible reduction of the available yearly capacity” (see minutes of the March consultation meeting).

Moreover, analyses and simulations based on the results of the first eight months of 2007 show the importance of guaranteeing all year long a sufficient level (in absolute value) of daily capacity in order to have a good prices stability and convergence, even when facing specific situations within the market.

Based on these principles, different schemes to split the capacity between the different timeframes are proposed here below.

It should be noted that netting of yearly and monthly nominations, which is foreseen for mid 2008, does not change the definition of the split rules since the same principles will apply for both direction in this definition.

## **2.2. France to Belgium**

As potential alternatives to the existing split rules, two scenarios are proposed for the direction France to Belgium:

- The first scenario proposes, with the aim to have all year long an adequate level of daily capacity, to slightly increase the minimum of the daily capacity and reduce the percentage from the complementary volume calculated each month attributed to the daily allocation;
- The second scenario proposes, in complement, as discussed in the previous consultation, to reduce the yearly capacity to have a better repartition between the yearly, monthly and daily products.

In both scenarios, a larger part of the complementary volume is thus attributed to the monthly capacity instead of the daily capacity.



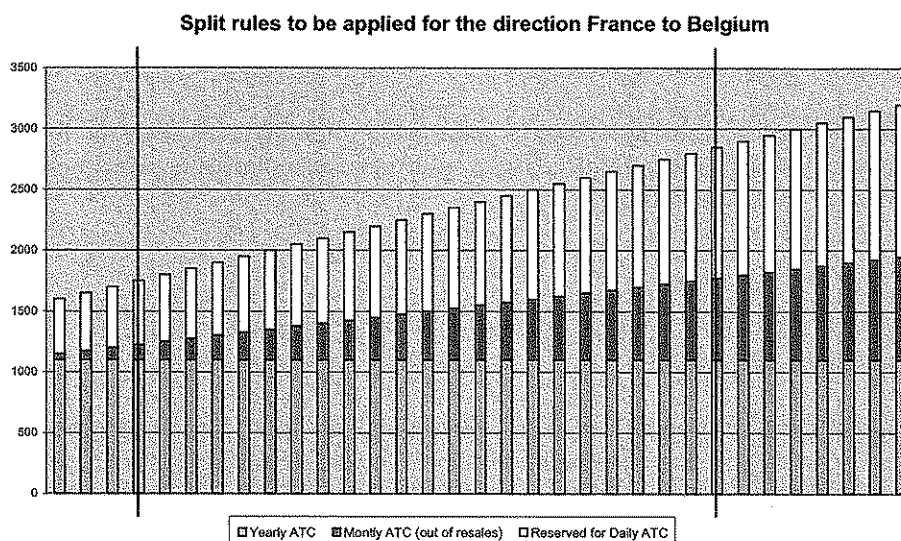
### 2.2.1. Scenario 1

- A capacity slightly lower than the current level i.e. 1100 MW (instead of 1300 MW), from the guaranteed volume, would be allocated at the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 50 MW would be allocated at the monthly auction :
- An expected minimum guaranteed of 450 MW would be allocated at the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions, in the framework of the secondary capacity market.

Concretely, this means the following repartition for, for example, the following specific monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	1100	50	450	72%	28%
1700	1100	100	500	71%	29%
1900	1100	200	600	68%	32%
2100	1100	300	700	67%	33%
2300	1100	400	800	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follows:



### 2.2.2. Scenario 2

- To assure a larger monthly minimum, a capacity lower to the current level i.e. 900 MW (instead of 1300 MW), from the guaranteed volume, would be allocated for the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 250 MW would be allocated to the monthly auction;

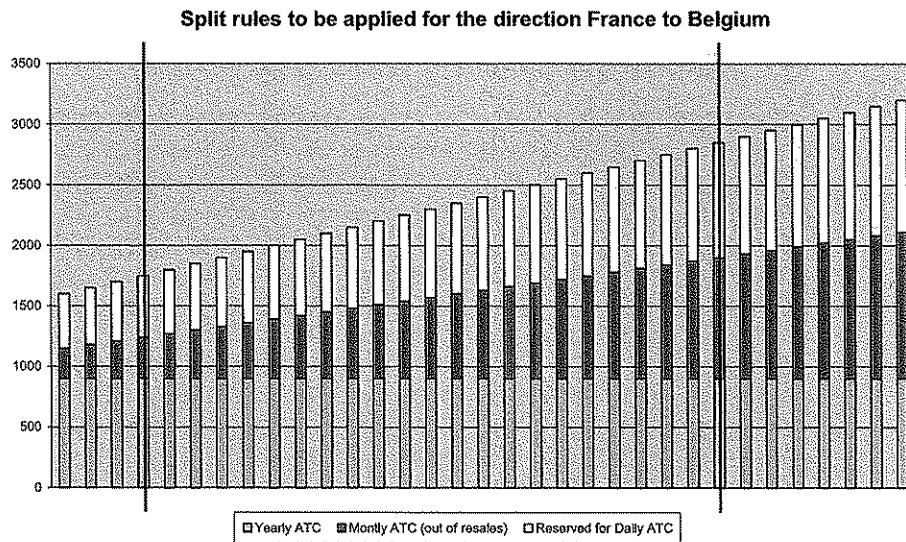


- An expected minimum guaranteed of 450 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 60 % would be allocated to the monthly auction and 40 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions, in the framework of the secondary capacity market.

Concretely, this means the following repartition for, for example, the following specific monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	900	250	450	72%	28%
1700	900	310	490	71%	29%
1900	900	430	570	70%	30%
2100	900	550	650	69%	31%
2300	900	670	730	68%	32%

This could be illustrated, on a larger range, as follows:



### 2.3. Belgium to France

To obtain the main resulting principle, the two following scenarios are proposed for the direction Belgium to France:

- The first scenario proposes, in the aim to have all year long an adequate level of daily capacity, to slightly increase the minimum of the daily capacity;
- The second scenario proposes, in complement, as discussed in the previous consultation, to reduce the yearly capacity to have a better repartition between the yearly, monthly and daily products.



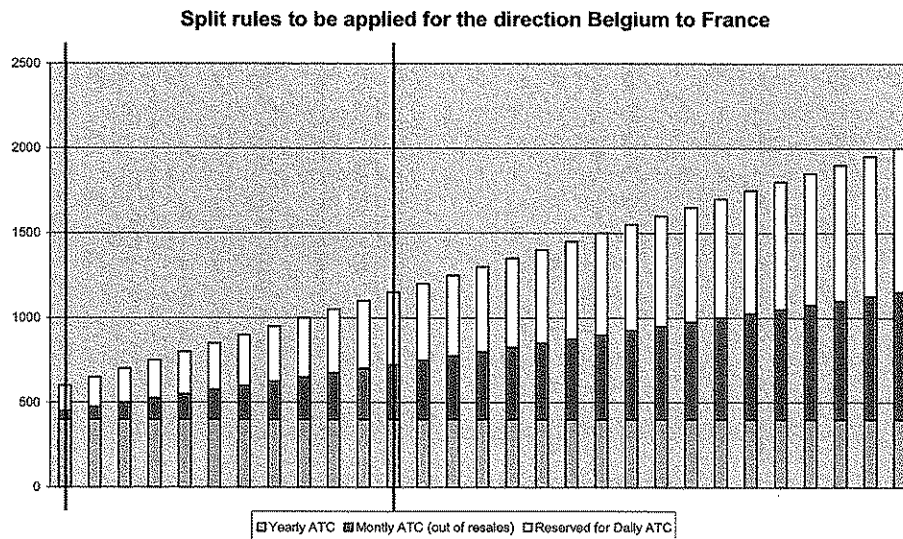
### 2.2.3. Scenario 1

- 400 MW, from the guaranteed volume, would be allocated in the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 50 MW would be allocated to the monthly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	50	150	75%	25%
800	400	150	250	69%	31%
1000	400	250	350	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



### 2.2.4. Scenario 2

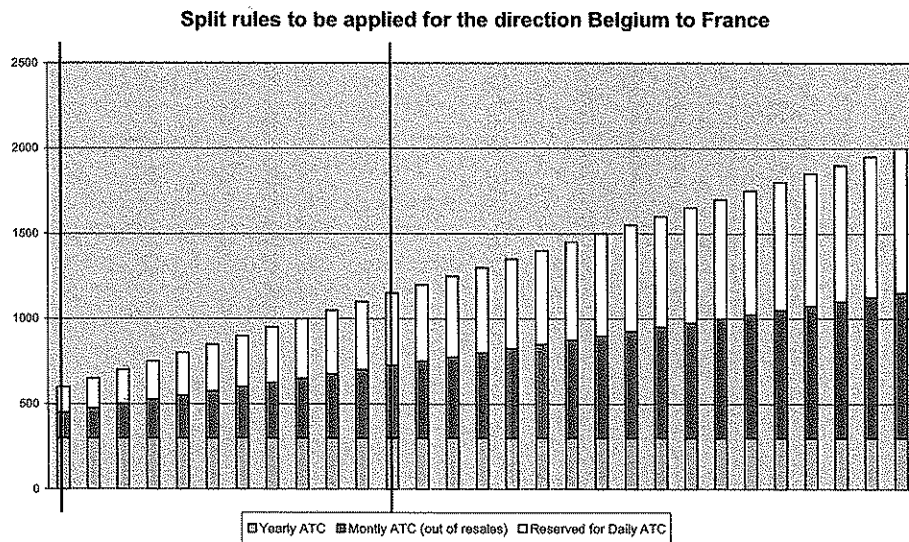
- 300 MW, from the guaranteed volume, would be allocated in the yearly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the monthly auction;
- An expected minimum guaranteed of 150 MW would be allocated to the daily allocation;
- From the complementary volume calculated each month, 50 % would be allocated to the monthly auction and 50 % to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.



Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	300	150	150	75%	25%
800	300	250	250	69%	31%
1000	300	350	350	65%	35%

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



#### 2.4. Further developments

A harmonised analysis and definition of the capacity split rules within the Central West Europe region was not possible within the present delays and constraints.

The split rules to be applied from 2009 on will have to be, on the other hand, discussed in the framework of the creation of single auction platform and rules for the Central West Europe region. In this definition, the parallel implementation of a joint flow-based market coupling within the Central West Europe region will be taken into account.

The further studies of the possible evolution to Financial Transmission Rights will have to be considered as a later step in this regional approach.



**FRANCE-BELGIUM INTERCONNECTION**  
**SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES**  
**APPENDIX: DETAILED OBSERVATIONS AND ANALYSES**

**Table of contents**

1.	Introduction .....	2
1.1.	Context .....	2
1.2.	Current applied rules .....	2
2.	Observations and proposal .....	5
2.1.	Synthesis of the observations .....	5
2.2.	Proposed principles .....	6
2.2.1.	Minimum volume available for allocation .....	6
2.2.2.	Proposals .....	6
2.2.3.	Further developments .....	7
3.	Experience within 2007 .....	7
3.1.	Available capacity and use: general view .....	7
3.2.	Availability and split of the capacity between the different timeframes.....	8
3.3.	Explicit auctions .....	13
3.3.1.	Explicit auctions results .....	13
3.3.2.	Use of the yearly and monthly capacities.....	14
3.4.	Market coupling .....	16
3.4.1.	Market coupling results.....	16
3.4.2.	Use of daily capacities.....	17
3.4.3.	Use of daily capacities in comparison to the use of yearly and monthly capacities 20	
3.4.4.	Efficiency of the Market Coupling.....	22
4.	Simulations.....	25
4.1.	Daily ATCs .....	25
4.2.	Market coupling .....	27
4.2.1.	Impact on prices .....	27
4.2.2.	Impact on convergence.....	29
4.2.3.	Impact on net utility .....	31



## **1. Introduction**

### **1.1. Context**

In March 2007, Elia and RTE have consulted the market participants about the repartition of capacity between the different allocation timeframes on the France-Belgium interconnection (yearly and monthly explicit auctions, daily allocation by market coupling). Following this consultation and with the agreement of the French and Belgian regulators, Elia and RTE have defined, for both directions, new rules for this repartition that entered into force from the monthly allocation of May 2007 (taking place in April 2007) on.

These rules, that are published on Elia and RTE's websites, have been established on the basis of the observations and analysis carried out by the transmission system operators (TSOs) on the period going from January 2006 to the beginning of 2007, which was particularly marked by the launch of market coupling in November 2006.

Following the request of the regulators, Elia and RTE are now preparing the definition of the rules to apply for the capacities of 2008 on the France-Belgium interconnection.

This note constitutes Elia and RTE joint analysis and proposal concerning the split of the capacity offered to the different allocation timeframes, in both directions, for 2008, on the France-Belgium interconnection. It is sent to the market participants in preparation of the related consultation meeting organized by the TSOs. Based on the results of this consultation meeting, Elia and RTE will jointly define a scheme for the split of capacity between the different timeframes, which will be communicated to the Belgian and French regulators.

In the present document, Elia and RTE report on their observations and, based on these ones, propose rules to be applied. These assessments and proposals result from the analyses of the results of the first eight months of 2007, concerning the allocations (explicit auctions and market coupling) and their use. This was complemented with some additional simulations. The detail of these analyses is available for information in the second part (see chapters 3 and 4) of this note.

Based on the growing importance of the direction Belgium to France, in particular for some periods within the day or within the year, analyses and simulations were done for both directions. Resulting from these analyses, the same principles will apply for both directions in the definition of the split rules for 2008.

The split rules to be applied from 2009 on will have to be discussed in the framework of the creation of a single auction platform and rules for the Central West European region.

### **1.2. Current applied rules**

The current split rules that apply since the monthly allocation which took place in April 2007 (capacities of May 2007 and following months) are the following:

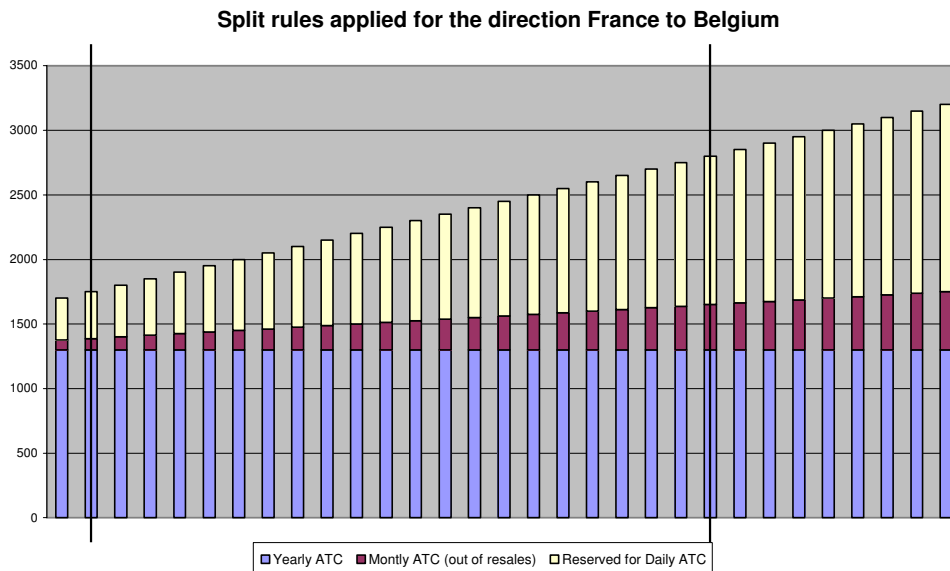
From France to Belgium:

- Among the 1700 MW that are guaranteed in 2007 from France to Belgium, 1300 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, when possible, a minimum of 100 MW will be dedicated to the monthly auction and a minimum of 400 MW to the daily allocation by market coupling;
- If these 500 MW are not available when determining the capacity to allocate at the monthly auction, the difference<sup>1</sup> will be split according to the rules: 25% to the monthly capacity and 75% to the daily capacity, respecting the total minimum capacity of 1700 MW;
- Furthermore, from the complementary volume calculated each month above these first 500 MW, 25% would be allocated to the monthly auction and 75% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction France to Belgium:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1700	1300	75	325	81 %	19 %
1900	1300	125	475	75 %	25 %
2100	1300	175	625	70 %	30 %
2300	1300	225	775	66 %	34 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



<sup>1</sup> That means the difference between  
 - the available capacity for the monthly auction and the daily allocation within the concerned month, and  
 - 500 MW.

where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

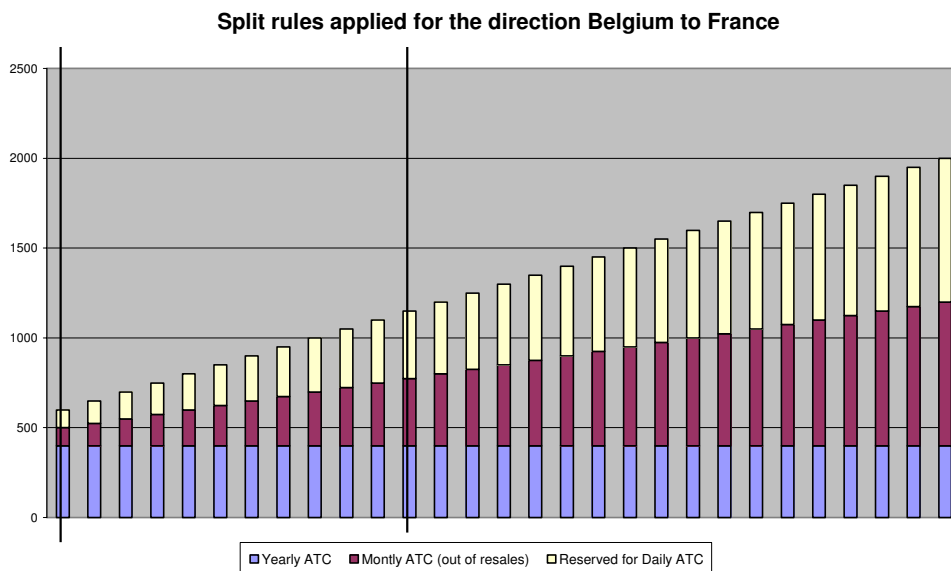
From Belgium to France:

- Among the 600 MW that are guaranteed in 2007 from Belgium to France, 400 MW have already been allocated in the yearly auction;
- From May 2007 on, a minimum of 100 MW of the remaining guaranteed capacity will be dedicated to the monthly auction and a minimum of 100 MW to the daily allocation by market coupling;
- From the complementary volume calculated each month, 50% would be allocated to the monthly auction and 50% to the daily allocation by market coupling, this complementary volume being calculated before the integration of the resales of yearly capacities to the monthly auctions.

Concretely, this repartition gives for, for example, the following monthly NTC in the direction Belgium to France:

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	100	100	83 %	17 %
800	400	200	200	75 %	25 %
1000	400	300	300	70 %	30 %

This could be illustrated, on a larger range, as follow:



where the vertical black lines identify the minimum and maximum monthly NTC within the first eight months of 2007.

## 2. Observations and proposal

### 2.1. Synthesis of the observations

Elia and RTE realised different analyses based on the results of the allocations of capacities on the France–Belgium interconnection during the first eight months of 2007 in terms of:

- levels of capacity proposed on the different timeframes,
- allocated capacity and prices,
- use of the capacities,
- prices convergence within the market coupling.

These were completed with some simulations related to:

- the level of available daily capacities when changing the split rules,
- the market coupling results when changing the available capacities on the France-Belgium interconnection.

From these results, Elia and RTE conclude that:

- The yearly auction price has increased in the direction France to Belgium but as the total volume was not changed, this is probably linked to market situations that vary from one year to the other;
- The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even been reduced in comparison to 2006;
- The experience within the first eight months of 2007 confirms that:
  - o A good convergence has been observed between the prices in France and Belgium, thanks to the good availability of capacity on the day-ahead timeframe on this border. If this convergence remains good in the summer period, when the available daily capacities is smaller in both directions, it has been however lower than during the other months;
  - o Price convergence between the different coupled markets depends on the level of available capacity between these markets; simulations on market coupling (see the appendix) show that a reduction in day-ahead capacity would have had, at certain periods, major impacts on the prices.
- The present split rules allowed having a sufficient level of daily capacities within the summer. The earlier rules would have significantly reduced the available daily capacity, in both direction, for certain periods of the year, with non-negligible effect on the Belgian and French market prices convergence, level and stability;
- The present split rules have not yet been experienced within a winter period as the change occurred for the auction of May capacities. For this period, yearly and monthly nominations appear to be higher.
- The present split rules have not generated a high proportion of cases where the day-ahead capacity is largely excessive.



- Secondary market remains the activity of a very limited number of participants. The volume of capacity freed by resale and “use it or lose it” remains insufficient to count only on it to assure the necessary daily minimum.

## **2.2. Proposed principles**

For these reasons, Elia and RTE propose to adapt the present schemes to split the capacity between the different timeframes (year, month, day) and are willing to consult, within the consultation meeting of the 1<sup>st</sup> October 2007, all interested parties about this modification and will take into account, wherever possible, the comments expressed during the consultation meeting on this topic.

### **2.2.1. Minimum volume available for allocation**

The TSOs propose to maintain the principle of allocating a minimum volume of capacity available all year long, without prejudice of the way this volume would be split between the different timeframes.

In 2006 and 2007, this volume was of 1700 MW from France to Belgium. The volume from Belgium to France was of 800 MW in 2006 and 600 MW in 2007.

The minimum values for 2008 will only be known with certainty later this year, as more definitive information regarding grid configuration and power plant revision for 2008 becomes available.

Concretely, for 2008, the Phase Shifting Transformers (PSTs) on the Belgian northern border that come into operation in the first trimester of 2008 will give the possibility to reduce the uncertainty of the loop flows. This will have a positive impact on the available capacity. On the other hand, works of network reinforcement have to be done in 2008 and will necessitate planned outages that would likely have a negative impact on Net Transfer Capacity during several weeks in 2008.

### **2.2.2. Proposals**

In the previous consultation, Elia and RTE consulted the interested parties on a possible change of the yearly capacity. It was then stated that “there is no major opposition from the participants against a possible reduction of the available yearly capacity” (see minutes of the March meeting).

Moreover, analyses and simulations based on the results of the first eight months of 2007 show the importance of guaranteeing all year long a sufficient level (in absolute value) of daily capacity in order to have a good prices stability and convergence, even when facing specific situations within the market.

Concrete proposals for 2008 can be found in the specific note “Split of the capacity between the different timeframes – Synthetic Analyses and Proposals”.

These proposals include, for each direction of the France-Belgium interconnection:

- the definition of the yearly capacity,
- the definition of the minimum capacity guaranteed to the monthly and daily allocation,
- the split rule for the complementary volume.

### 2.2.3. Further developments

A harmonised analysis and definition of the capacity split rules within the Central West Europe region was not possible within the present delays and constraints.

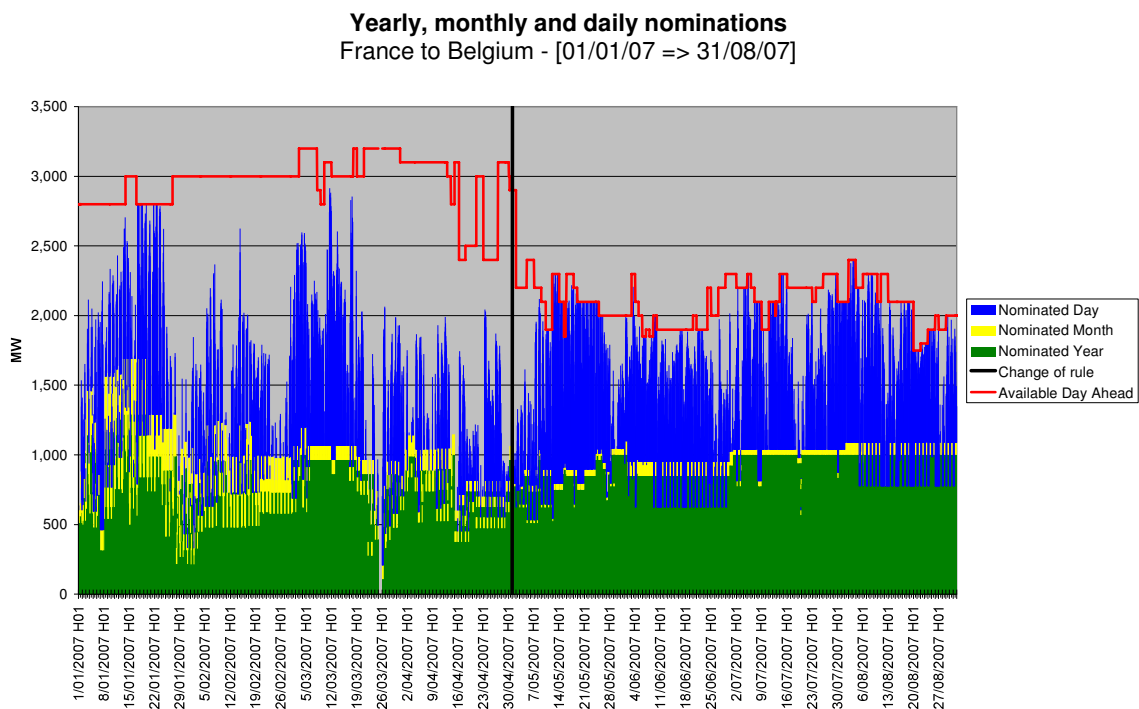
The split rules to be applied from 2009 on will have to be, on the other hand, discussed in the framework of the creation of single auction platform and rules for the Central West Europe region. In this definition, the parallel implementation of a joint flow-based market coupling within the Central West Europe region will be taken into account.

The further studies of the possible evolution to Financial Transmission Rights will have to be considered as a later step in this regional approach.

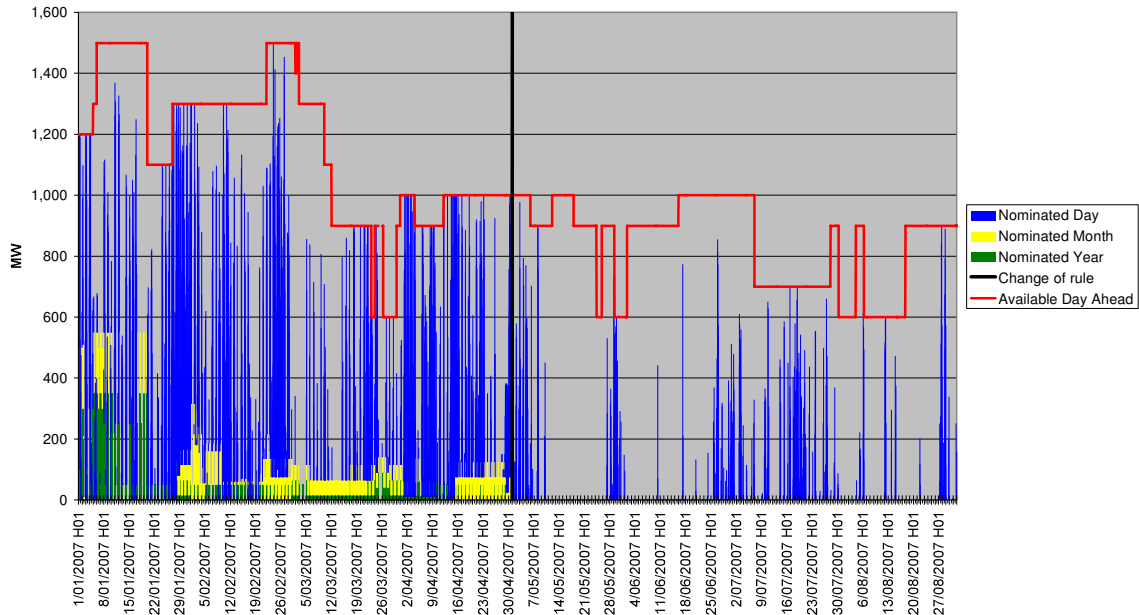
## 3. Experience within 2007

### 3.1. Available capacity and use: general view

The following figures present, for each direction, the evolution of the total available capacity (D-2 NTC), and the way it was used in terms of nominations at the different time horizons. The vertical black line identifies the moment where the split rules were changed.



**Yearly, monthly and daily nominations**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



These figures illustrate the evolution of the total available capacity, in both directions, within the first eight months of 2007, as well as their utilization. We notice in particular the significantly higher utilization of the direction Belgium to France during the first half of the studied period. This higher utilization is related to the flow resulting from the market coupling within this period.

### 3.2. Availability and split of the capacity between the different timeframes

In this paragraph, we present, for each direction of the interconnection, the evolution of the available capacity for the monthly and daily allocations and the “origin” of this capacity:

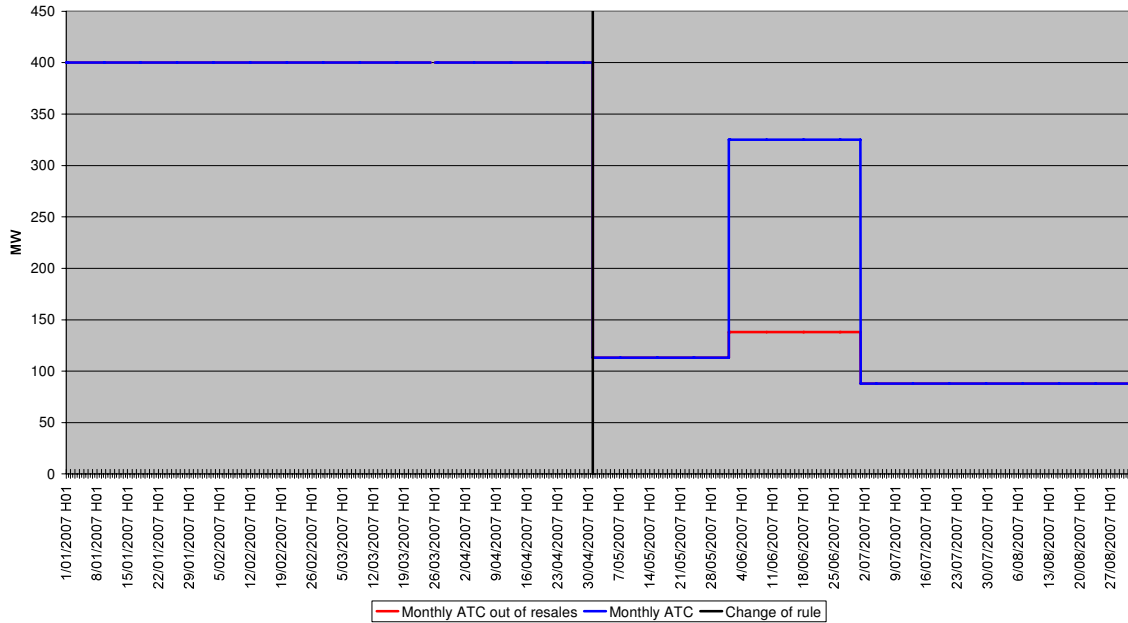
- for the monthly allocation, the available capacity is calculated taking into account :
  - o the part of the NTC value to be proposed at the monthly allocation by application of the “split rules” between monthly and daily allocation,
  - o the volumes coming from resales of yearly capacities to the monthly auction;
- for the daily allocation, the available capacity is calculated taking into account :
  - o the part of the NTC value reserved for the daily allocation by application of the “split rules” between monthly and daily allocation,
  - o the delta between the monthly NTC value and the daily NTC value,
  - o the volumes coming from resales of yearly and monthly capacities to the daily allocation,
  - o the volumes coming from non-nominated yearly and/or monthly capacities, by application of the “use-it-or-lose-it” principle.

For reminder, the available yearly capacity within the same period was:

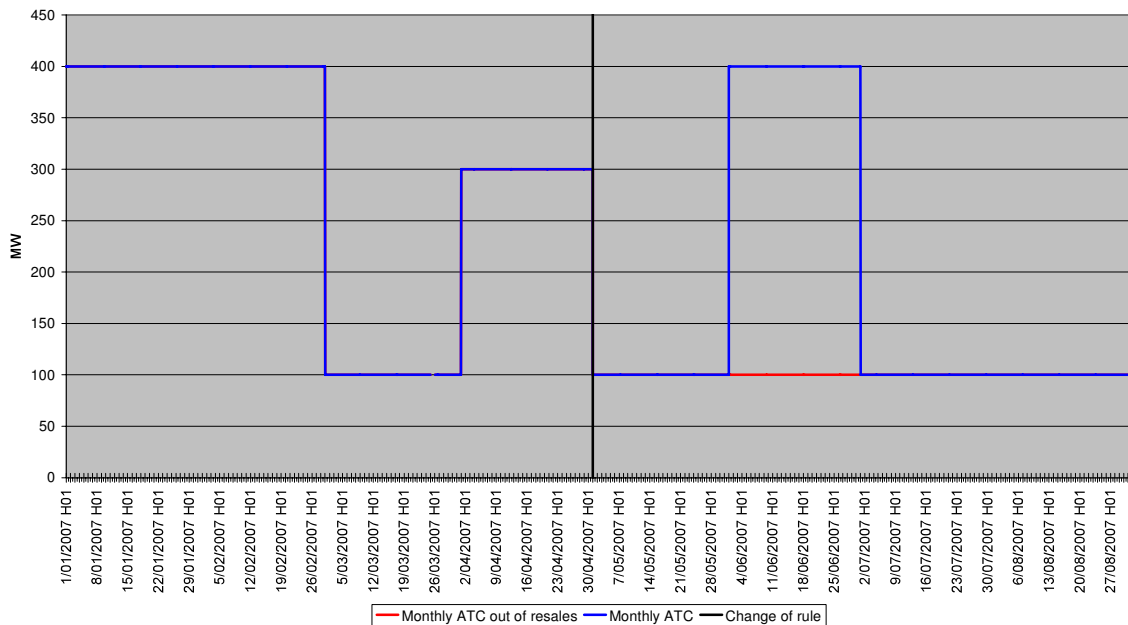
- 1300 MW in the direction France to Belgium,
- 400 MW in the direction Belgium to France.

Monthly available capacity:

**Monthly ATC**  
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



**Monthly ATC**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



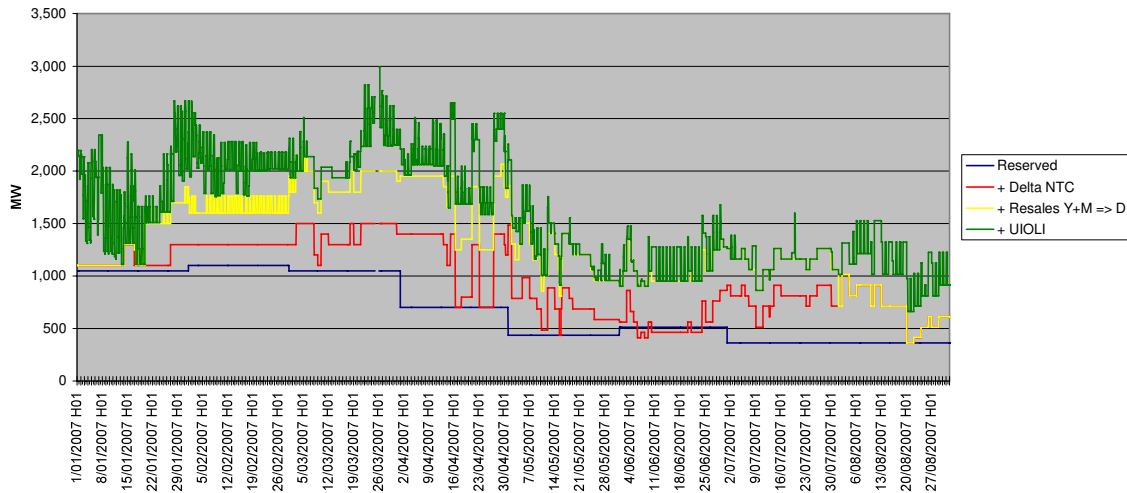
These figures show that for both directions:

- For the first eight months of 2007, monthly capacity values vary between 100 MW (88 in the direction France to Belgium) and 400 MW;

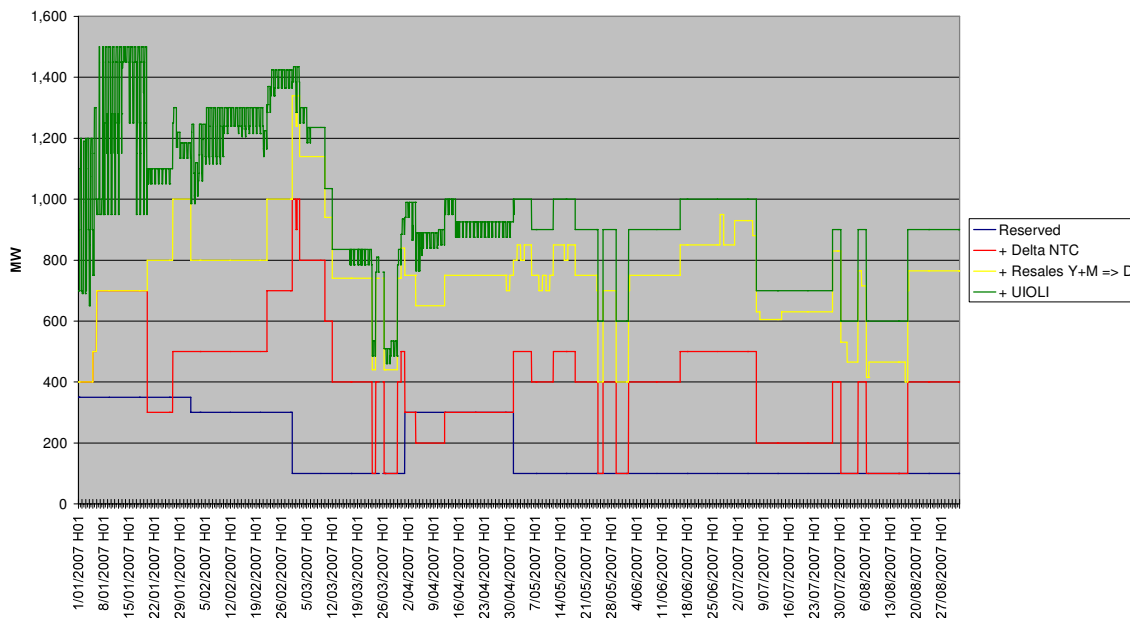
- Resales of yearly capacities to the monthly auctions only occurred once (for the month of June).

Daily available capacity:

**Daily ATC (MW)**  
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



**Daily ATC (MW)**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]

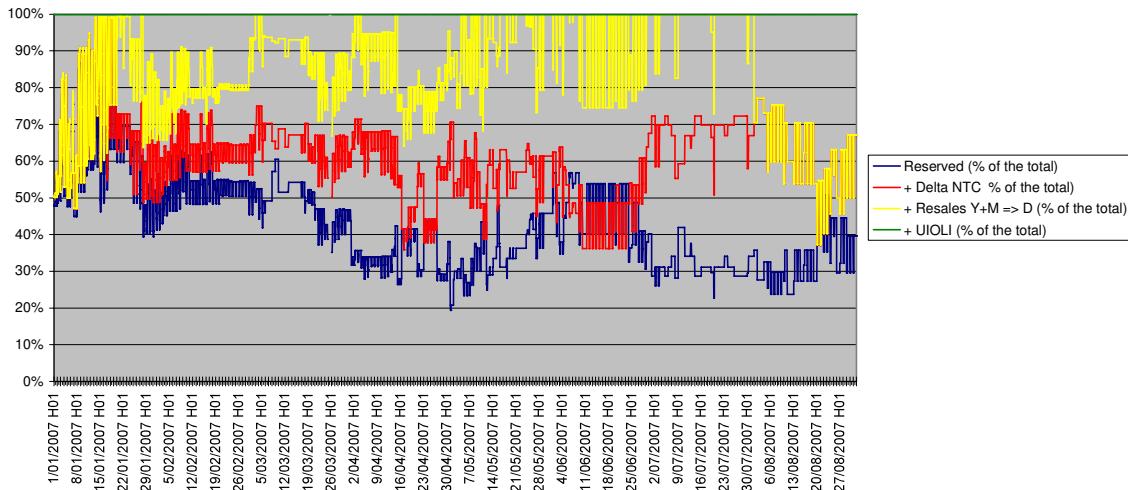


Taking into account the four components as mentioned here above, the daily available capacity, in the direction France to Belgium, was on average of 1584 MW with a minimum of 663 MW and a maximum of 2992 MW.

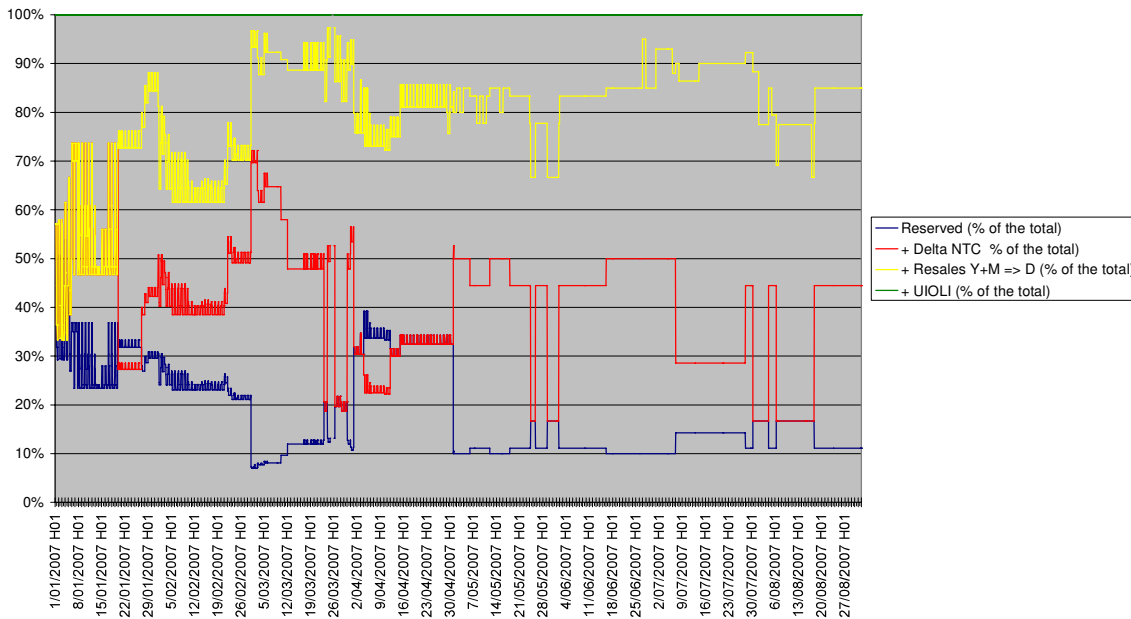
Similarly, in the direction Belgium to France, the daily available capacity was on average of 955 MW with a minimum of 460 MW and a maximum of 1500 MW.

The following figure completes this information with another way to present the origin of the daily available capacity; in this figure, the values are expressed in percentages of the global daily capacity.

**Daily ATC (%)**  
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



**Daily ATC (%)**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



For the direction France to Belgium, the part reserved for the daily allocation represents on average 43.4% (minimum value of 19.4% and **maximum value of 94.5%**) of the daily ATC.

When summing it up with the delta between NTC values, it increases to 61.5% on average (minimum value of 35.9% and **maximum value of 99.2%**).

If we exclude the month of January, the starting month of the secondary market on the France-Belgium interconnection, maximum values remain quite high with 62.6 % and 77.1 % of the total available capacity.

For the direction Belgium to France, the part reserved for the daily allocation represents on average 18.5% (minimum value of 7% and maximum value of 53.8%). When summing it up with the delta between NTC values, it increases to 40.2% on average (minimum value of 16.7% and maximum value of 72.2%).

If we exclude the month of January, maximum values are 39.2 % and 72.2 %.

If we wish to focus on the absolute value of the yearly and monthly capacities resold to the daily allocation, within the period February-August, we obtain following numbers:

- In the direction France to Belgium: in average 411.4 MW (with a minimum of 0 MW and a maximum of 675 MW) were resold;
- In the direction Belgium to France: in average 407.4 MW (with a minimum of 300 MW and a maximum of 650 MW) were resold.

Moreover, these resales remain, until now, the activity of a really reduced number of market participants. This means that relying on secondary market effects to ensure sufficient daily ATC would entail serious risk regarding price convergence. To manage this risk, which depends on decisions by very few participants, we refer to the proposals made for the repartition 2008.

The part freed up by the “Use it or lose it” principle remains on certain periods really limited. Most probably, if the “Use it or lose it” principle and the resales of yearly and monthly capacity to the daily allocations were replaced by a “Use it or sell it principle”, the global volume freed up by these two mechanisms would increase.

### 3.3. Explicit auctions

#### 3.3.1. Explicit auctions results

The following tables show the variation of prices and allocated volumes for the different types of allocations and for both directions of the interconnection.

##### Prices (€/MWh)

	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<b><u>From France to Belgium</u></b>								
Year	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06
Month	0.92	0.60	0.44	0.65	1.84	4.73	3.01	3.50
Day (weighted average)	1.86	0.00	0.00	0.00	18.70	0.72	1.10	1.63
<b><u>From Belgium to France</u></b>								
Year	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Month	0.77	0.15	0.27	0.52	0.68	0.33	0.06	0.12
Day (weighted average)	0.81	0.01	1.53	1.01	0.27	0.00	0.23	0.77

##### Volumes (MW)

	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<b><u>From France to Belgium</u></b>								
Year	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299
Month	400	400	400	400	113	325	88	88
Day (average)	359	285	565	238	660	558	527	596
<b><u>From Belgium to France</u></b>								
Year	400	400	400	400	400	400	400	400
Month	400	400	100	300	100	400	100	100
Day (average)	231	222	105	243	51	20	55	54

We can observe that the value given by the market participants to the yearly capacity in the direction France to Belgium is higher than for 2006 (0,76 Euros/MWh). As the proposed volume of this capacity did not changed towards 2006, this price variation is most probably linked to the market situation that differs from one year to another based on various elements such as consumption and generation prediction, market facilities in place (the introduction of the secondary market of capacity in January 2007 may be one of the reasons), fuel prices, CO2 prices,...

The reduction of the monthly auction volumes does not seem to have increased the global average value of these capacities. Monthly prices have even reduced in comparison to 2006.

For reminder, the table here below gives, for 2006, the variation of prices and allocated volumes for the different types of auctions and for both directions of the interconnection.



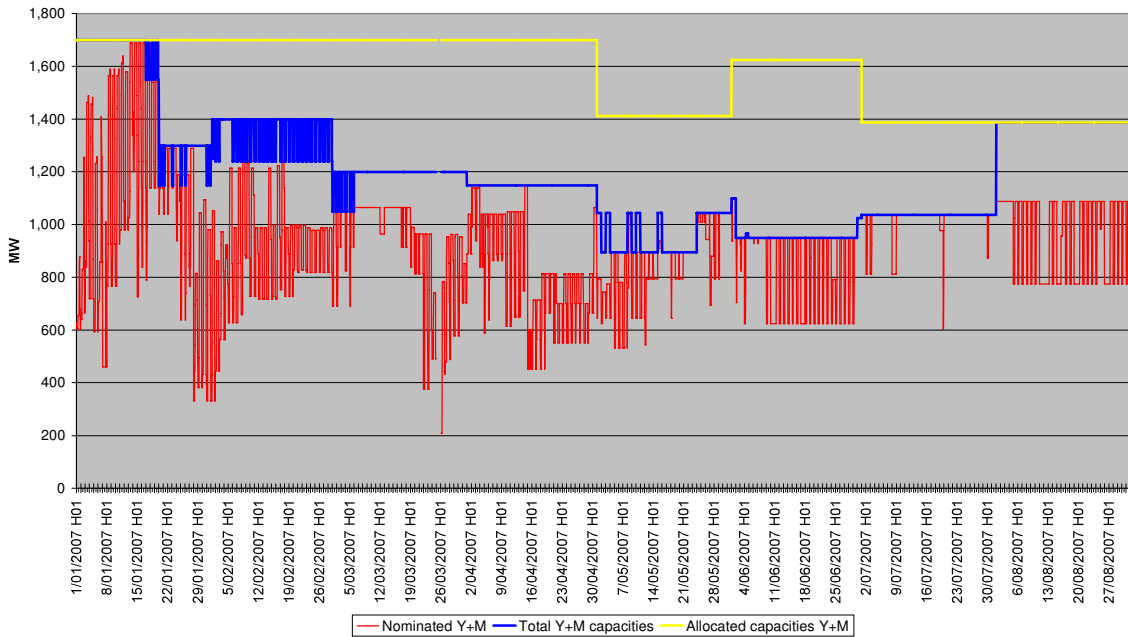
Without Belpex												
Prices (€/MWh)	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dec-06
<b>From France to Belgium</b>												
Year	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Month	0.22	0.22	0.31	7.51	8.00	7.50	2.25	3.62	6.14	4.88	8.25	2.53
Day (weighted average)	0.01	0.01	0.45	1.01	3.50	1.52	4.20	3.57	2.94	5.56	8.49	*
<b>From Belgium to France</b>												
Year	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11
Month	0.35	0.41	0.33	0.25	0.26	*	*	*	*	0.12	0.20	0.10
Day (weighted average)	0.03	0.26	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	*
<b>Volumes (MW)</b>												
	Jan-06	Feb-06	Mar-06	Apr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Aug-06	Sep-06	Oct-06	Nov-06	Dec-06
<b>From France to Belgium</b>												
Year	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298	1,298
Month	1,450	1,450	849	500	400	400	400	450	399	400	550	750
Day (average)	1,458	1,600	1,604	1,302	962	919	361	363	536	543	443	*
<b>From Belgium to France</b>												
Year	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799	799
Month	520	400	300	100	100	*	*	*	*	100	99	200
Day (average)	1,047	1,055	1,087	1,404	1,283	1,416	1,067	1,301	1,199	1,196	1,150	*

### 3.3.2. Use of the yearly and monthly capacities

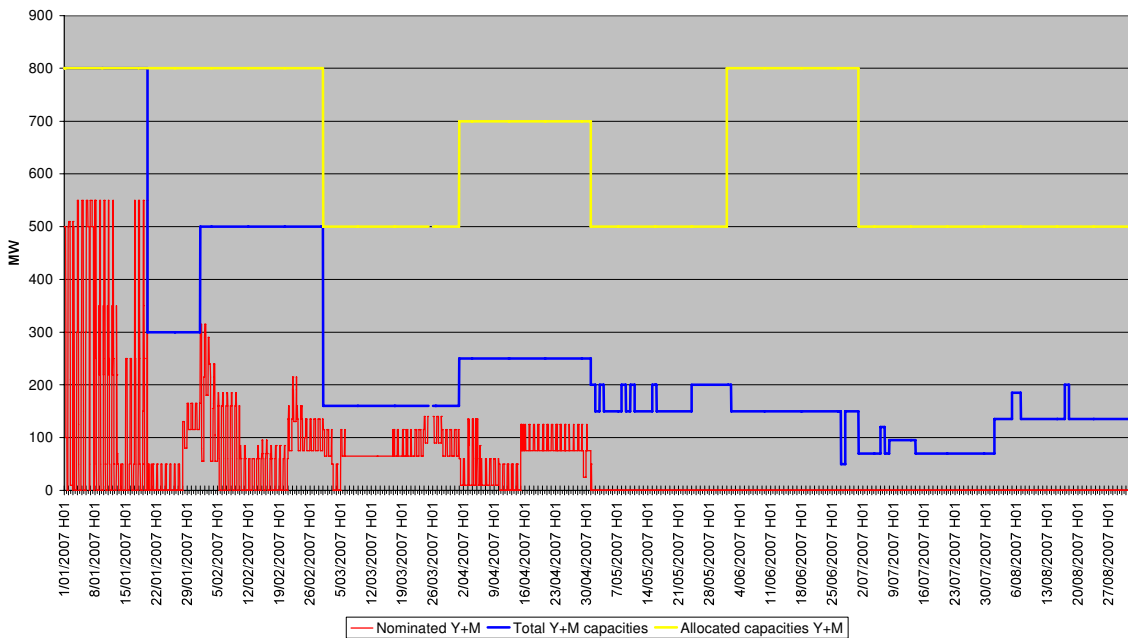
The part of the capacity allocated in yearly and monthly auctions that is not nominated, and put at the disposal of the daily allocation in respect of the “use it or lose it” principle, has been illustrated previously (see paragraph 3.2 – Daily ATC). In complement, the following figure shows:

- the total of yearly and monthly capacities that were allocated,
- the total of yearly and monthly capacities that could be nominated i.e. after resales of yearly and monthly capacities to the daily allocation (this amount equals to the sum of the programming authorizations),
- the total of yearly and monthly nominations.

**Yearly and Monthly nominations**  
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



**Yearly and Monthly nominations**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



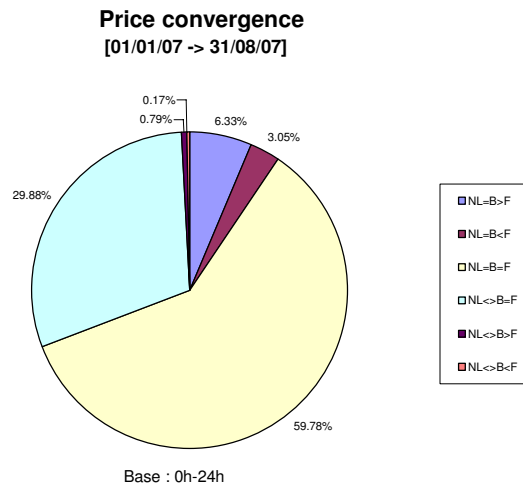
### 3.4. Market coupling

#### 3.4.1. Market coupling results

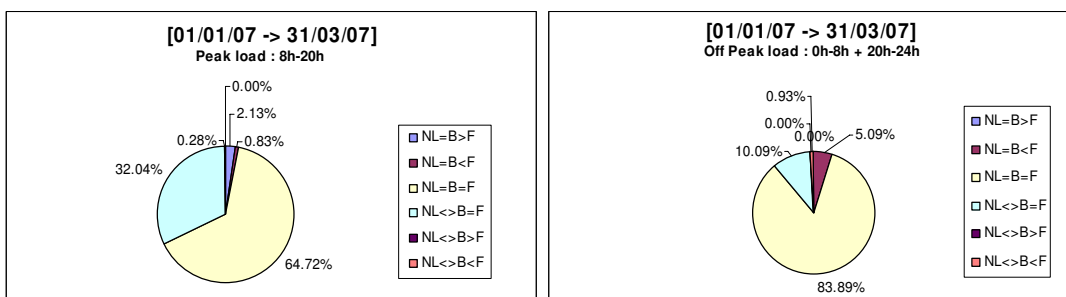
Generally speaking, as was already observed, in the “detailed analyses and observations” related to the previous consultation, for the first three months of operation of the market coupling, this mechanism leads to a good level of prices convergence (the three prices in France, Belgium and The Netherlands are equal in almost 2/3 of the time steps since the beginning of 2007).

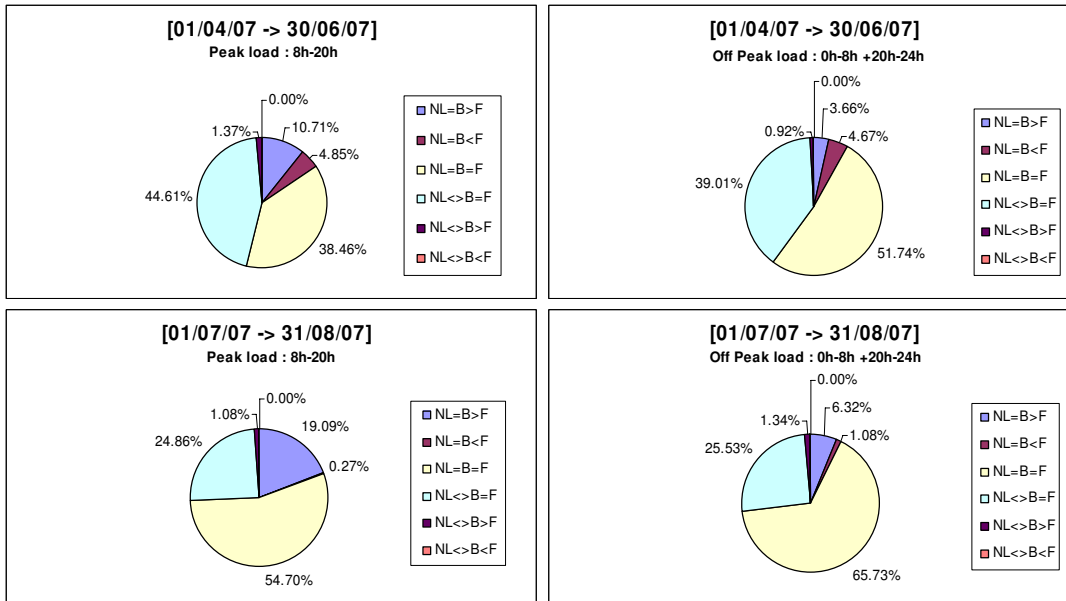
Between January 2007 and August 2007, as illustrated here below:

- The prices have converged between France and Belgium in 89.66 % (= 59.78 % + 29.88 %) of the time,
- Prices were higher in Belgium than in France during 7.12 % (=6.33% + 0.79 %) of the time,
- Prices were higher in France than in Belgium during the last 3.22% (= 3.05 % + 0.17 %) of the time.



For this period, the convergence of prices during the peak and off-peak hours was the following:





These six figures show that, on average:

- Prices are higher in France than in Belgium more often during the off peak hours than the peak hours;
- Convergence of prices between France and Belgium during the peak hours is better in winter than in spring or summer;
- Prices divergence between France and Belgium occurs more in the direction France > Belgium in the winter and Belgium > France in the summer.

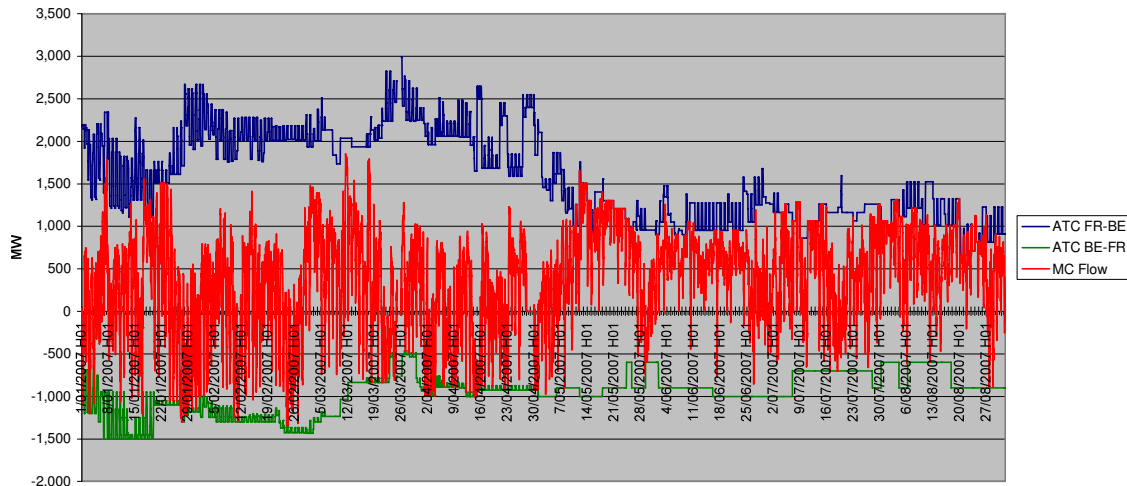
These observations may also be illustrated by following summary table:

		Peak	Off Peak
01/01 31/03	B>F	2.41%	0.00%
	B<F	0.83%	6.02%
	B=F	96.76%	93.98%
01/04 30/06	B>F	12.08%	4.58%
	B<F	4.85%	4.67%
	B=F	83.07%	90.75%
01/07 31/08	B>F	20.17%	7.66%
	B<F	0.27%	1.08%
	B=F	79.56%	91.26%

### 3.4.2. Use of daily capacities

We present on the following figure the level and usage of daily ATCs. We can observe, in coherence with earlier observations, that the proportion of time steps on which the flows go from Belgium to France was more important in winter than in summer. It can also be noted that, generally speaking, the part of the capacity which is not used by market coupling was smaller during summer. Therefore, we can assume that, if the new split rules favoring a sufficient level of daily capacities were not applied, we would have encountered more congestions during these months (see also simulations here after).

### Market coupling flows [01/01/07 => 31/08/07]



To evaluate the dynamic of this utilization, the information here above may be completed by different statistical analyses, as presented below.

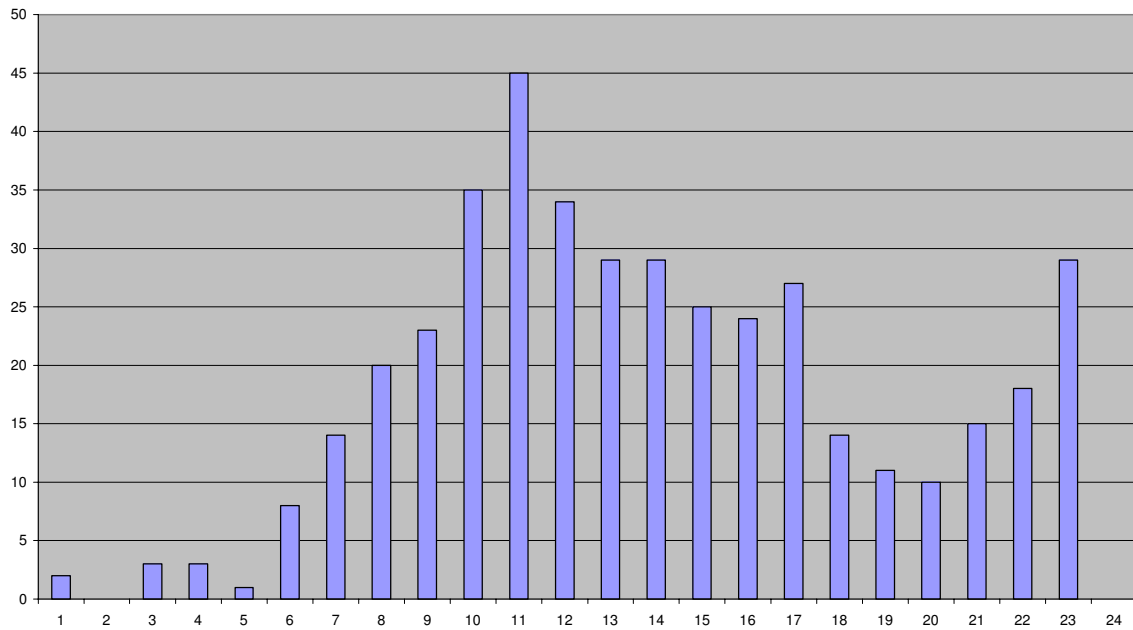
To have a more correct picture, erasing the wrong impression brought on the averages by some specifically not used hours, the following tables give for each direction the number of days without any “congestion” (i.e. the numbers of days for which the 24 hours were not fully used). These tables confirm the general tendency for the direction of the market coupling congestions: in winter, there are more “congested” days in the direction Belgium to France than in the opposite direction. During the summer period, the tendency is the opposite one.

From France to Belgium		From Belgium to France	
January	26	January	21
February	28	February	24
March	30	March	21
April	30	April	14
May	17	May	29
June	23	June	30
July	18	July	29
August	13	August	29

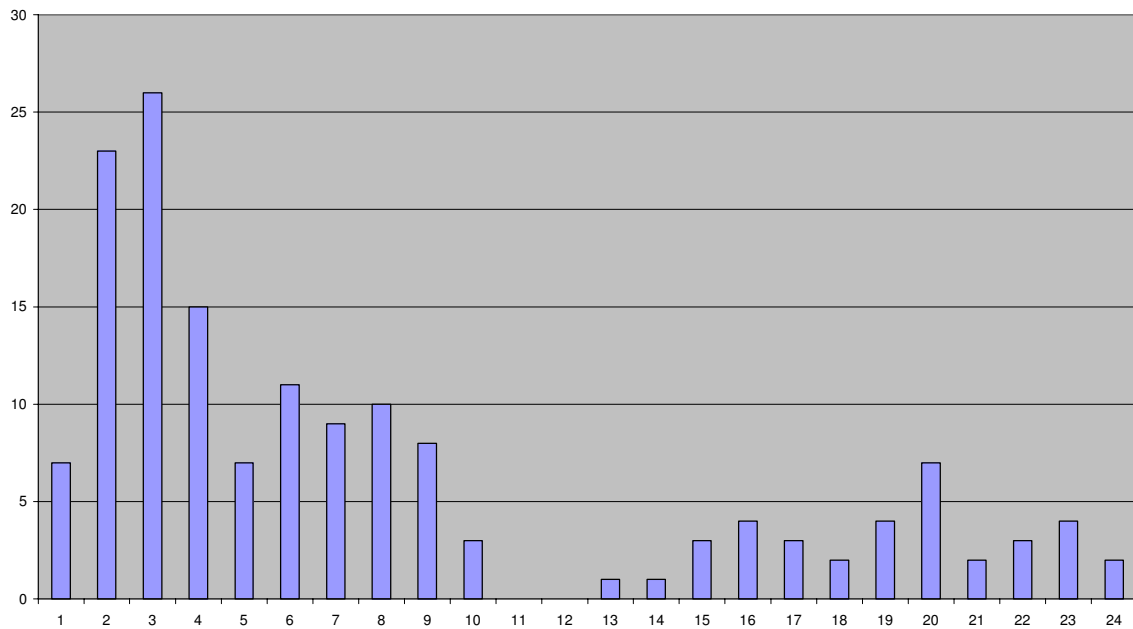
Note: As the day on which the transition is made to or from daylight savings time have been excluded of all statistics to avoid any inappropriate data model effect, March only counts 30 days in these statistics.

We can also see on the following figures, giving the numbers of “congested” days by hour, that the congestions mainly appear in the middle of the day for the France to Belgium direction and in the morning for the Belgium to France direction.

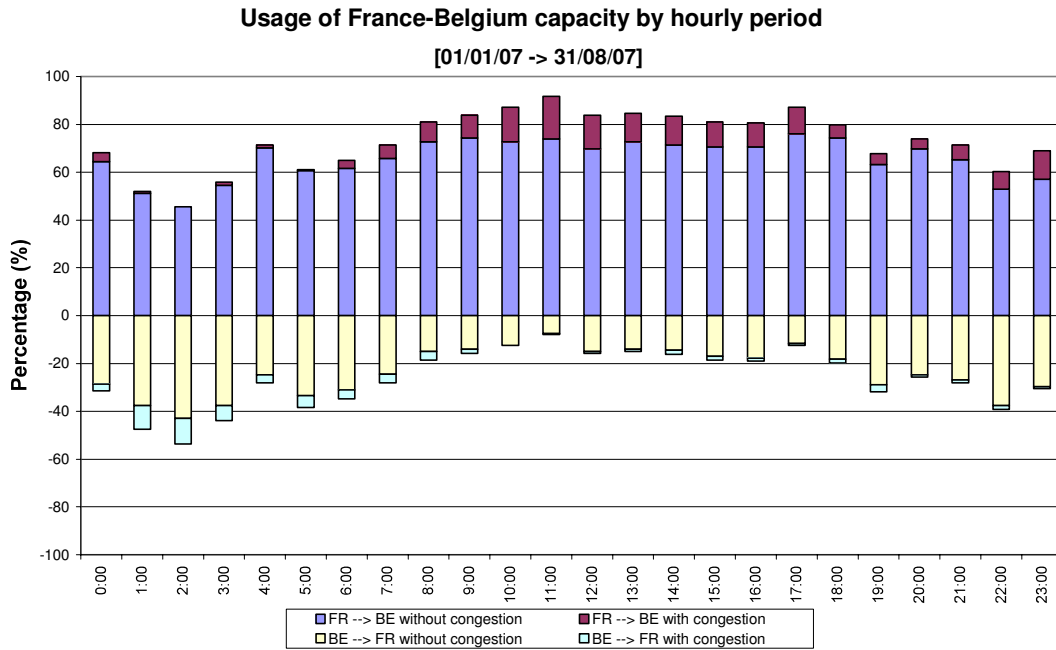
**Market coupling congested days**  
France to Belgium - [01/01/07 -> 31/08/07]



**Market coupling congested days**  
Belgium to France - [01/01/07 -> 31/08/07]



With more detail, the statistical use of the daily capacities, hour by hour, may be illustrated as follows:



### 3.4.3. Use of daily capacities in comparison to the use of yearly and monthly capacities

The following table gives for each direction the number of days without any “congestion” in the daily allocation, as illustrated here above, completed with the number of days without any “congestion” in the yearly/monthly allocations. In this table, similarly to the principles for the daily allocation, we consider that a day is “congested” for the yearly/monthly allocations if for at least one hour the total nominated equals the total capacity that may be nominated (i.e. the total of programming authorizations after resales).

From France to Belgium			From Belgium to France		
	Daily	Y/M		Daily	Y/M
January	26	31	January	21	31
February	28	28	February	24	28
March	30	28	March	21	30
April	30	29	April	14	30
May	17	11	May	29	31
June	23	3	June	30	30
July	18	2	July	29	31
August	13	31	August	29	31

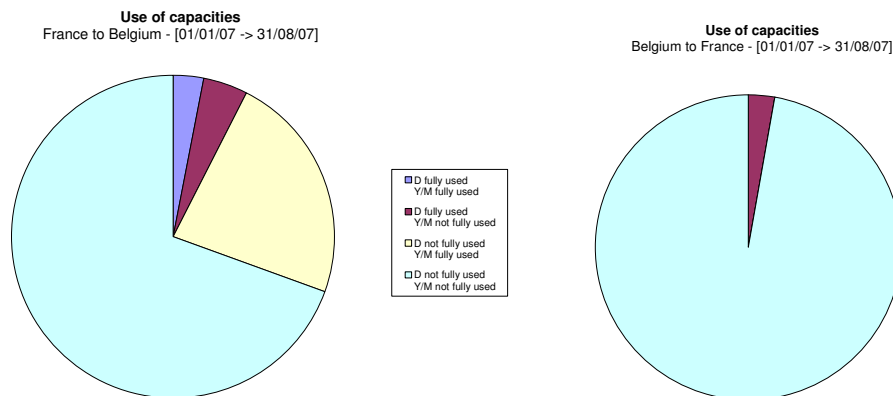
Note: As the day on which the transition is made to or from daylight savings time have been excluded of all statistics to avoid any inappropriate data model effect, March only counts 30 days in these statistics.

We may observe, based on these two tables, different elements:

- There are no days, in the direction Belgium to France, for which yearly and monthly capacities are fully used for at least one hour. This is not the case for daily capacities in the same direction;
- During the months January to April, yearly and monthly capacities were almost never “congested” in both directions, just like the daily capacities in the direction France to Belgium. Oppositely, during 40 days within these months (=10+4+10+16), daily capacity was fully used at least during one hour in the direction Belgium to France;
- From May on, the situation changed : both types of capacity were rarely “congested” in the direction Belgium to France whereas in the direction France to Belgium daily and/or yearly and monthly capacities were regularly fully used;
- Within these last four studied months, yearly and monthly capacities have been more “congested” than the daily capacities in May, June and July whereas in August, yearly and monthly capacities were never “congested”.

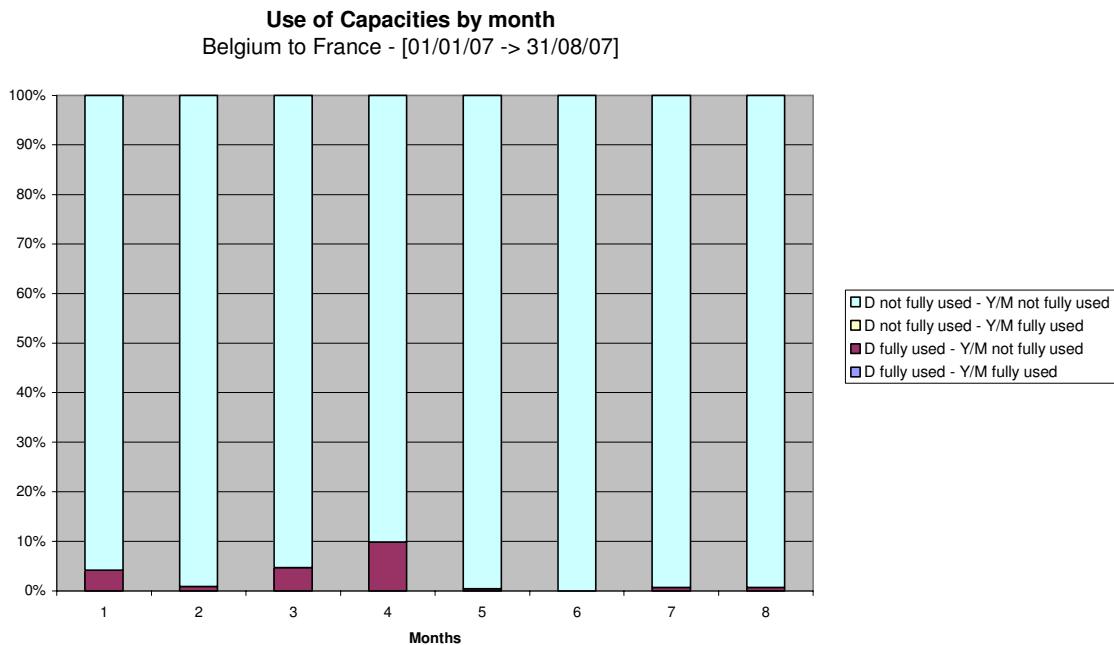
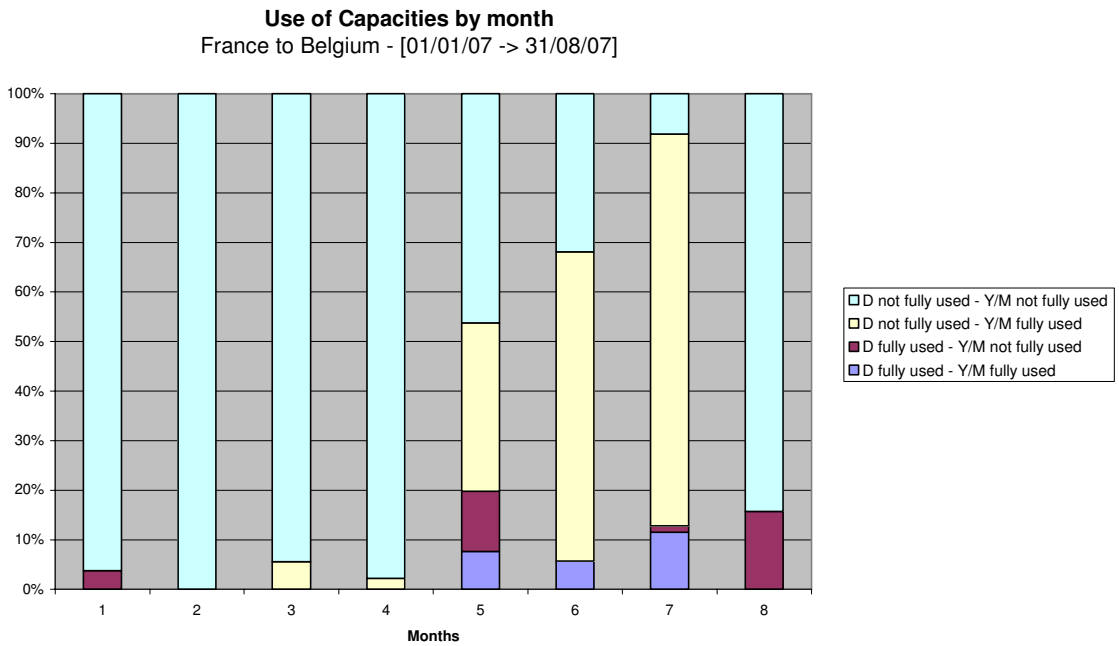
Following figures precise this information with the repartition between four situations:

- hours where daily and yearly/monthly capacities were fully used,
- hours where daily capacity was fully used but not the yearly/monthly capacity,
- hours where yearly/monthly capacity was fully used but not the daily capacity,
- hours where the daily and the yearly/monthly capacities were not fully used.





Detailed by month, this repartition gives:



### 3.4.4. Efficiency of the Market Coupling

Since its start, the trilateral market coupling between France, Belgium and the Netherlands has shown its efficiency as allocation mechanism and key element contributing to the well functioning of the liberalized market within this region.

This efficiency could be seen on the use of the daily capacity and the good convergence of prices between the three coupled markets but also on:

- The quality of the economical value given to the daily capacity (this probably explains the higher utilization, by some market participants, of resale on the concerned interconnections);
- The better stability of the market prices (which should allow a diminution of the risk premium in the energy contracts and within the investments).

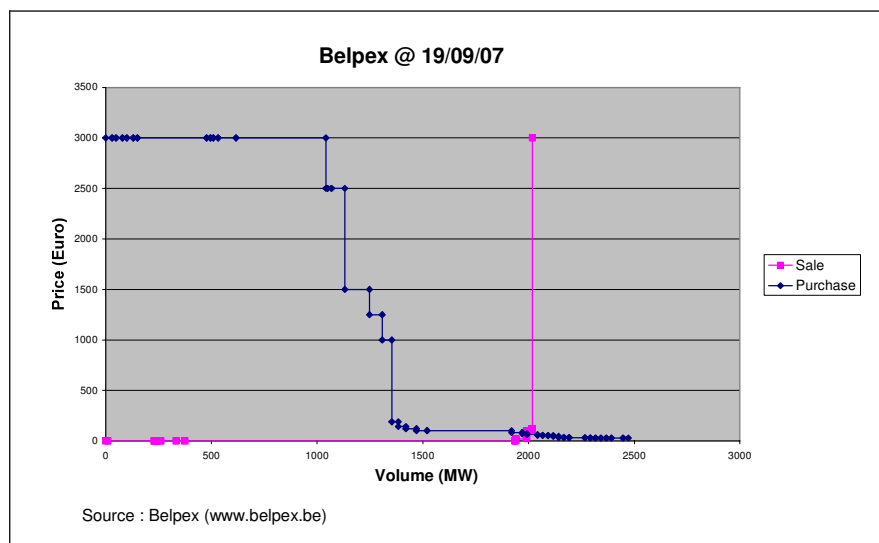
The good convergence of market prices as a result of market coupling functioning has acquired a large impact on the liberalized electricity market of the concerned region. Indeed, the expectations about the power exchange prices and, related to this, about the convergence between these prices are impacting the purchase of energy on longer term as well as the purchase of longer term capacities (if the market expects a good convergence between the spot market prices, yearly and monthly capacities will have a lower value).

Therefore, the importance of the well-functioning of the market coupling, its good convergence and impact on the level and stability of the prices, guaranteed by a sufficient daily capacity volume, become primordial.

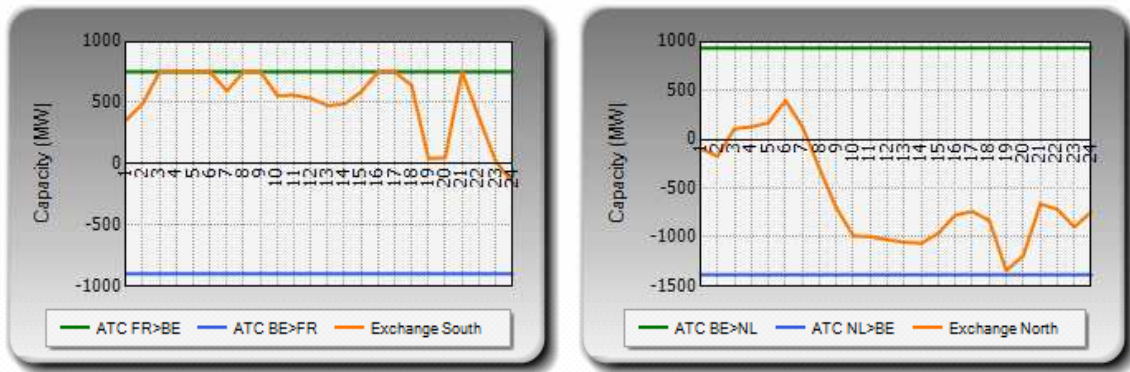
This sufficient minimum daily capacity volume allows in particular to assure an independence of each local market to the absence of one power plant within this local market. This independence is essential if we want to:

- Avoid price spikes each time a single power plants is out; and
- Allow new producers to find, in case of unexpected events in day-ahead, a reasonable last resource on the spot market prices instead of having to negotiate it bilaterally with the local incumbent producer (secondary capacity market stops two or three days in advance).

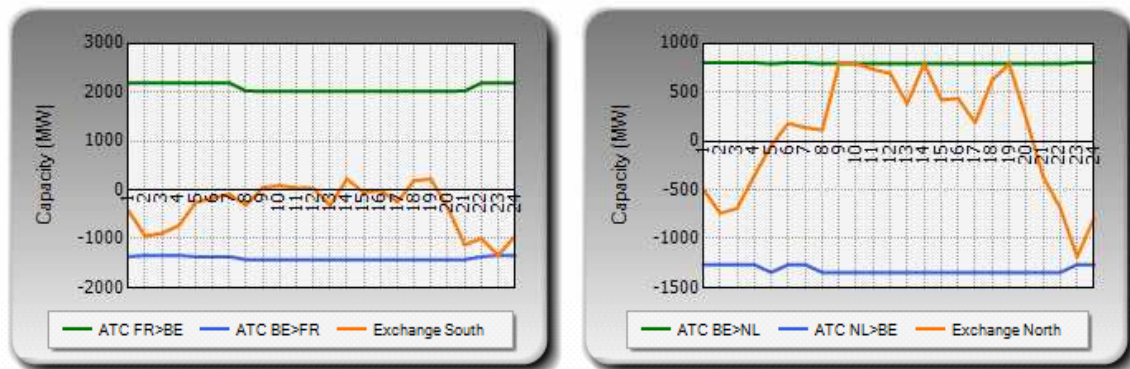
So, for example, on the 19<sup>th</sup> of September 2007, in a period of lower production availability in Belgium due to revisions, the market clearing volume on Belpex reached 37372.6 MWh (instead of 17000 to 18000 in average). However, in spite of this significant increase in volume, there was no significant increase in prices thanks to the available daily capacity.



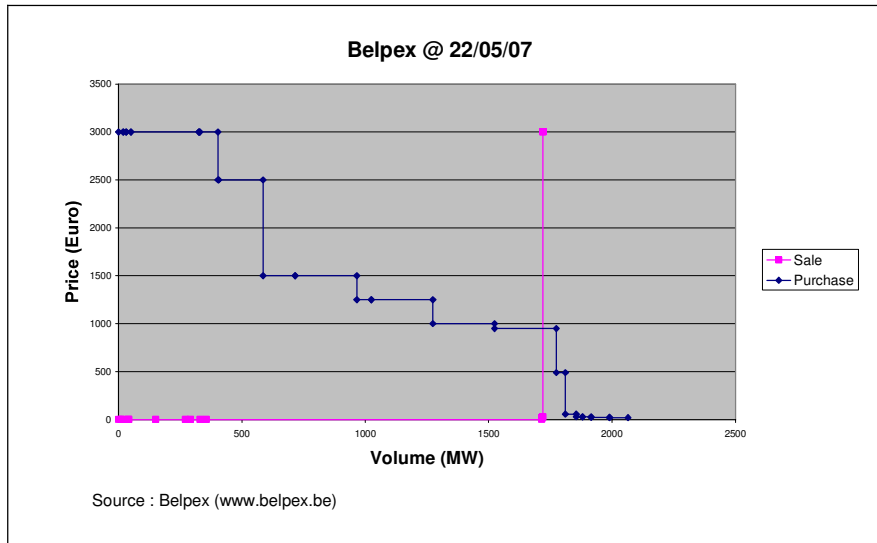
On this day, total import in Belgium through the market coupling (from France and the Netherlands) exceeded 1500 MW at noon.



Similarly, on the 23<sup>rd</sup> of February, import from Belgium into France reached 1340 MW with no major impact on the prices convergence and level.



Out of the impact on market prices, the available daily capacity for the market coupling is also, for countries with limited generation park and important power plants, as Belgium, an important element of the security of supply to face unexpected events, as illustrated on the 22<sup>nd</sup> of May 2007, where the total import in Belgium through the market coupling reached 1700 MW.



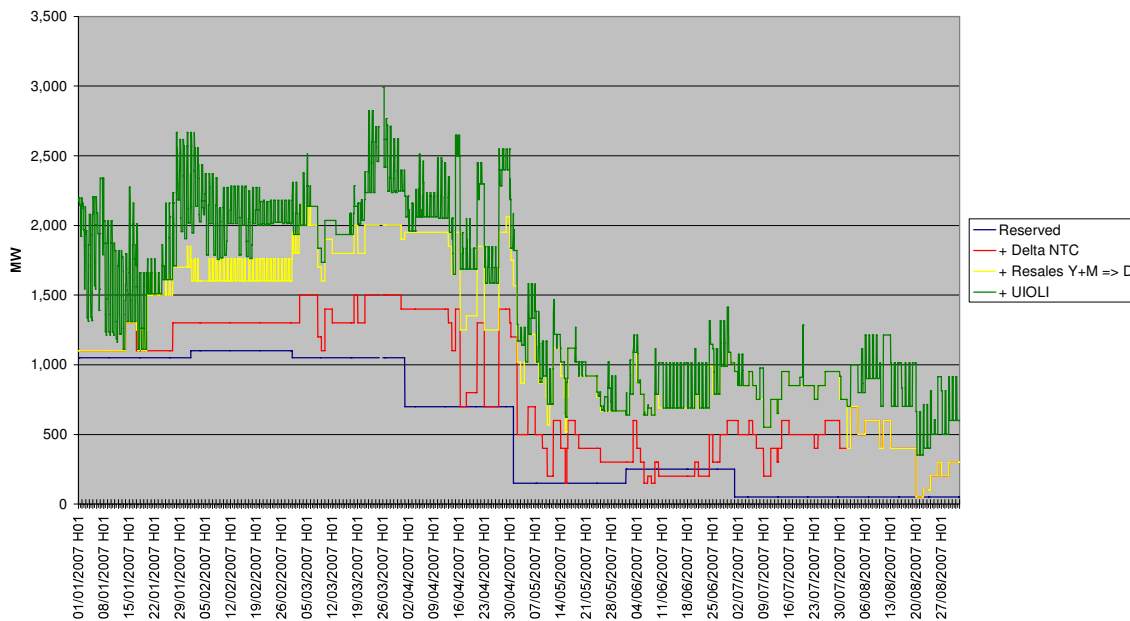
## 4. Simulations

### 4.1. Daily ATCs

The following figures show, for the direction France to Belgium, what would have been the daily ATCs if we had applied other split rules between month and daily capacities. In these simulations, the values of the yearly ATCs were not changed.

In the first figure, we applied a split rule that guarantees, in the direction France to Belgium, a fix value of 400 MW to the monthly allocations.

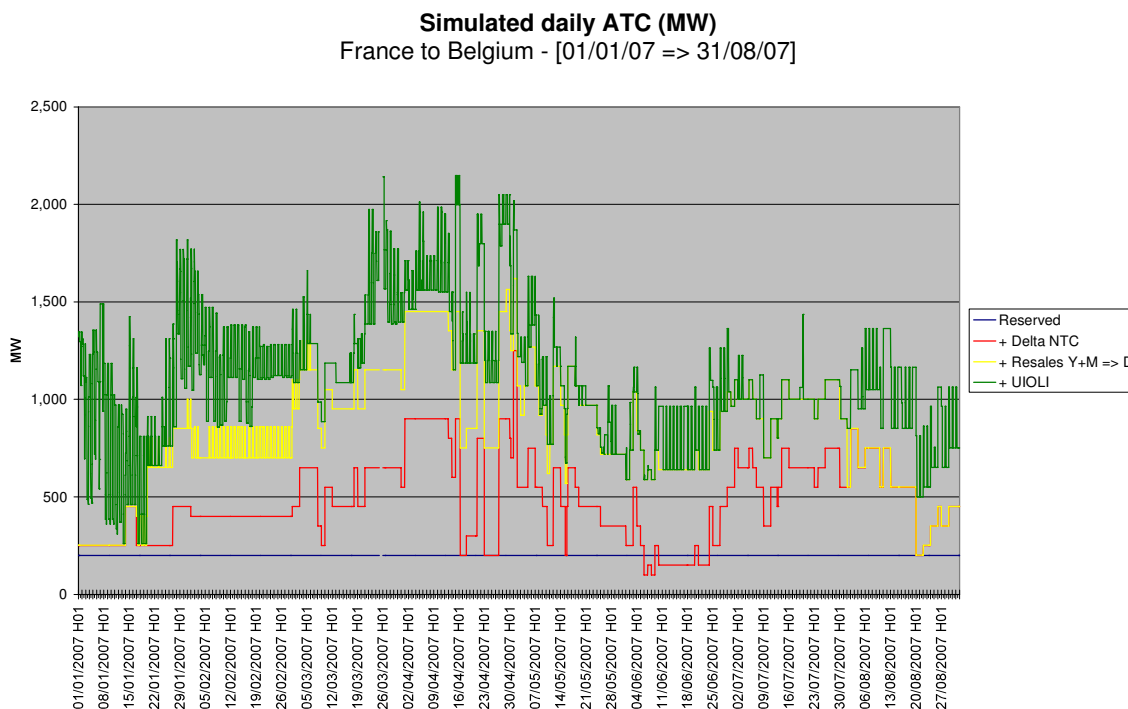
**Simulated daily ATC (MW)**  
France to Belgium - [01/01/07 => 31/08/07]



Such modification would probably also have effects on other data such as the volume of resales or the volume of UIOLI, but these other effects may unfortunately not be simulated.

Within these hypotheses, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from 663 MW to 351 MW. For the period May to August, the daily ATC would have been reduced on average by 25.9 % (47.1 % at the maximum).

In the second figure, we applied a split rule by which available capacity, in the direction France to Belgium, is fully allocated at the monthly allocations, out of a fix minimum capacity of 200 MW reserved to the daily allocation.

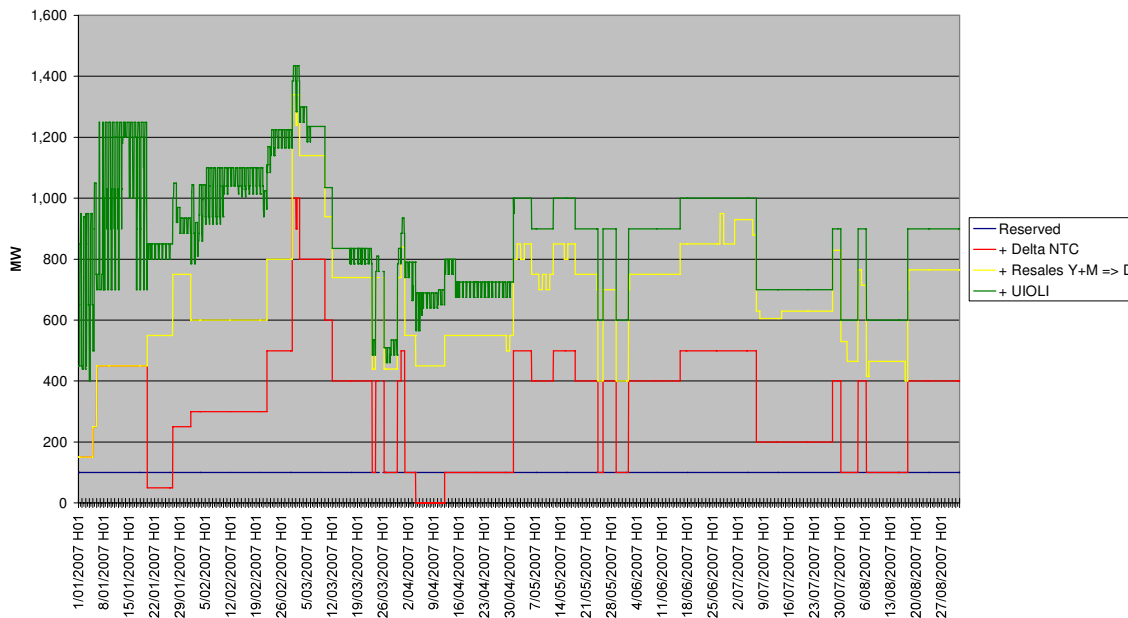


Similarly to the first simulation, such modification would probably also have effects on other data such as the volume of resales or the volume of UIOLI, but these other effects may unfortunately not be simulated. Within these hypotheses, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from 663 MW to 261 MW. On average, the daily ATC would have been reduced on average by 29.4 % (76.5 % at the maximum) with following repartition:

- from January till April : average reduction of 39.9 %
- from May to August : average reduction of 19.2 %

If, based on the same principles, a split rule by which available capacity is fully allocated at the monthly allocations, out of a minimum fix capacity of 100 MW reserved to the daily allocation, was applied in the direction Belgium to France, following figure would be obtained:

**Simulated daily ATC (MW)**  
Belgium to France - [01/01/07 => 31/08/07]



With the hypothesis that other effects are not taken into account, the consequence of the split rules change would be a reduction of the minimum daily ATC from MW 460 to 400 MW. For the period January to April, the daily ATC would have been reduced on average by 14.9 % (38.5 % at the maximum).

## 4.2. Market coupling

An analysis has been done in which the available day-ahead capacity over the France-Belgium interconnection was reduced in both direction with 10, 20 and 40%, for the months January, May and July 2007.

The simulation consists of four different scenarios in which the first is the reference case containing the original historical input. In the other scenarios, all data is the same as the reference case, except for the available capacities on the France-Belgium interconnection. These are reduced for both directions (F->B as well as B->F) by the defined percentages.

Scenario	0	1	2	3
Reduction	0%	10%	20%	40%

Such modification would probably also have effects on other data such as the bidding behavior or impact on the monthly or yearly allocations and their use but these other effects may unfortunately not be simulated.

### 4.2.1. Impact on prices

The impact of the ATC reduction for the different average market prices is shown in the table below for the different scenarios.

	0%	10%	20%	40%
<b>Powernext</b>	31,441	31,373	31,304	31,149
<b>Belpex</b>	35,22	36,61	37,41	39,97
<b>APX</b>	36,38	37,63	38,31	40,63

The average price in Belgium would thus increase with 13.5% in case of a reduction of 40 % of the daily available capacities on the France-Belgium interconnection in both directions. The global impact on the average French price would be a small decrease of 1% (as illustrated here below, prices however increase for certain hours).

Following tables give the different average values for peak and off-peak hours:

<u>Peak hours</u>					<u>Off-Peak hours</u>				
	0%	10%	20%	40%		0%	10%	20%	40%
<b>Powernext</b>	37,568	37,467	37,366	37,140	<b>Powernext</b>	19,186	19,184	19,179	19,169
<b>Belpex</b>	43,20	45,26	46,45	50,22	<b>Belpex</b>	19,25	19,30	19,34	19,45
<b>APX</b>	44,85	46,71	47,71	51,15	<b>APX</b>	19,44	19,48	19,53	19,60

These tables show that the impact within the peak hours is higher: Belpex average price would, during the peak hours, increase with 16.2 % in case of a reduction of 40 % of the available capacities in both direction.

If we differentiate the three simulated months, the results are:

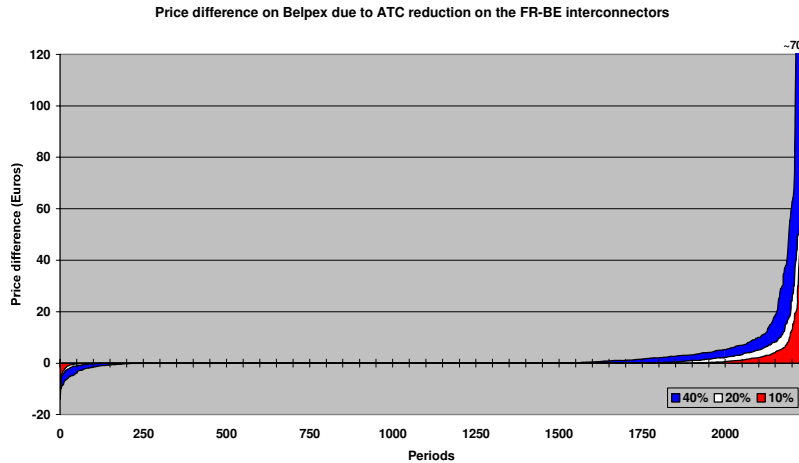
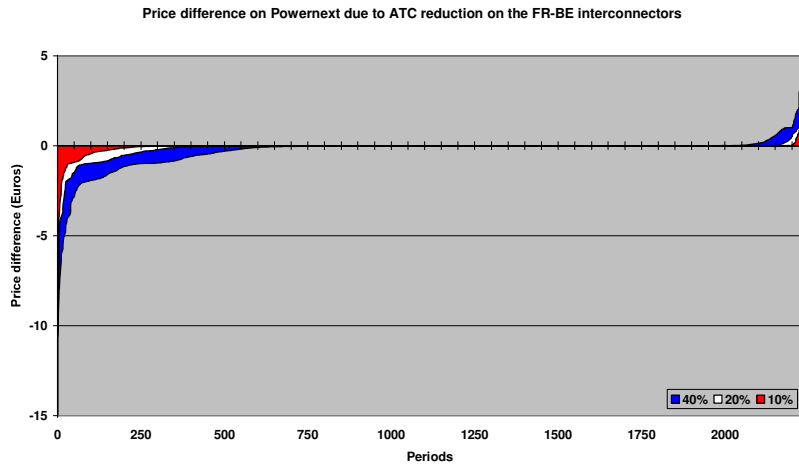
		<u>Powernext</u>				<u>Belpex</u>				<u>APX</u>			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
<b>Base</b>	January	34,343	34,328	34,303	34,290	34,756	34,978	35,267	36,247	35,836	36,014	36,271	37,097
	May	30,190	30,050	29,920	29,604	40,610	44,321	46,175	52,416	42,711	46,172	47,749	53,452
	July	29,789	29,739	29,689	29,554	30,294	30,521	30,797	31,239	30,593	30,713	30,921	31,351
<b>Peak</b>	January	40,908	40,869	40,813	40,725	41,757	42,182	42,730	44,521	43,778	44,093	44,525	45,985
	May	36,093	35,893	35,706	35,282	51,495	56,935	59,572	68,566	53,986	59,090	61,375	69,726
	July	35,703	35,640	35,580	35,412	36,358	36,671	37,042	37,584	36,787	36,942	37,218	37,743
<b>Off-P.</b>	January	21,214	21,248	21,283	21,420	20,755	20,570	20,341	19,697	19,951	19,856	19,764	19,321
	May	18,386	18,365	18,347	18,248	18,839	19,095	19,380	20,116	20,161	20,338	20,496	20,905
	July	17,959	17,937	17,908	17,838	18,166	18,221	18,307	18,548	18,205	18,256	18,328	18,566

These average prices correspond to an evolution (in comparison to the equivalent price in scenario 0) as illustrated in the table here below. Green cells identify a reduction of price, orange ones an augmentation.

		<u>Powernext</u>				<u>Belpex</u>				<u>APX</u>			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
<b>Base</b>	January	0%	0.0%	-0.1%	-0.2%	0%	0.6%	1.5%	4.3%	0%	0.5%	1.2%	3.5%
	May	0%	-0.5%	-0.9%	-1.9%	0%	9.1%	13.7%	29.1%	0%	8.1%	11.8%	25.1%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.7%	1.7%	3.1%	0%	0.4%	1.1%	2.5%
<b>Peak</b>	January	0%	-0.1%	-0.2%	-0.4%	0%	1.0%	2.3%	6.6%	0%	0.7%	1.7%	5.0%
	May	0%	-0.6%	-1.1%	-2.2%	0%	10.6%	15.7%	33.2%	0%	9.5%	13.7%	29.2%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.9%	1.9%	3.4%	0%	0.4%	1.2%	2.6%
<b>Off-P.</b>	January	0%	0.2%	0.3%	1.0%	0%	-0.9%	-2.0%	-5.1%	0%	-0.5%	-0.9%	-3.2%
	May	0%	-0.1%	-0.2%	-0.8%	0%	1.4%	2.9%	6.8%	0%	0.9%	1.7%	3.7%
	July	0%	-0.1%	-0.3%	-0.7%	0%	0.3%	0.8%	2.1%	0%	0.3%	0.7%	2.0%

This shows that a sufficient minimum value of capacity is necessary to avoid high value of prices and divergence, in particular when the market faces specific situations as it occurs in May 2007.

To have a better idea on the distribution of these prices impacts and on the highest resulting values, following figures give, for France and Belgium, what would be the distribution of the prices differences. In particular, these figures show the high values of price differences on Belpex that could occur, with a maximum around **700 euros**.

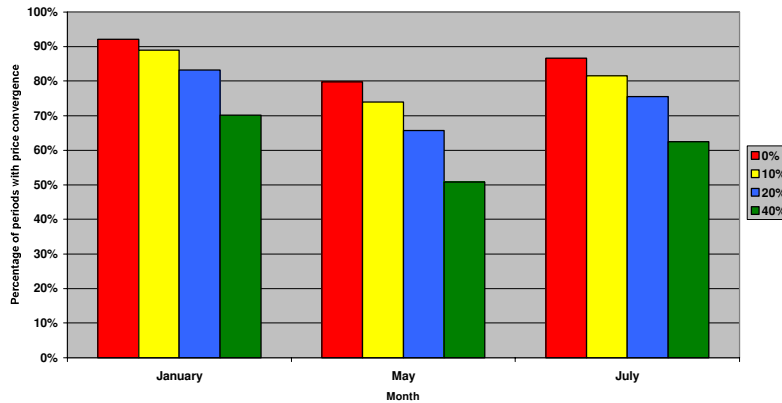


#### 4.2.2. Impact on convergence

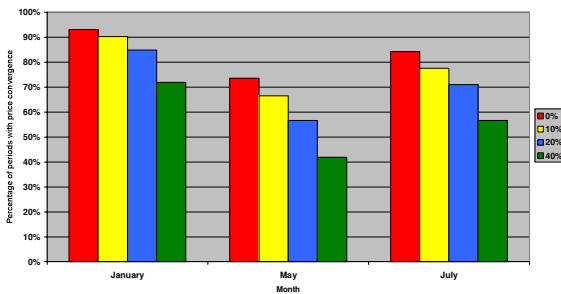
These impacts on the prices are, of course, reflected similarly on the convergence. The following figures illustrate the level of the prices convergence on the France-Belgium interconnection by month for each of the three studied months. The first figure gives the global average by month in each scenario. The two next figures give the values for the peak and off-peak hours.



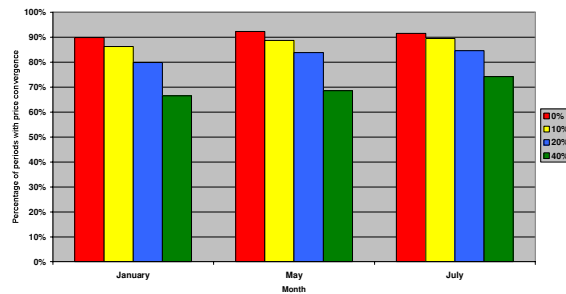
Price convergence between Powernext and Belpex



Price convergence between Powernext and Belpex (Peak hours)



Price convergence between Powernext and Belpex (Off Peak hours)



The effect of the capacity reduction has opposite effects on the number of congested periods. The France-Belgium interconnection would have more congestion, which is as expected, as the available capacities are decreased. However, on the Belgium-Netherlands interconnection, the number of congested periods would have decreased, as illustrated in the table here below. The latter effect could be explained by the fact that less cheap electricity from France can be exported to Belgium and the Netherlands and hence causes a lower congestion pattern on the Belgium-Netherlands interconnection.

**Percentage of congested periods for all three months**

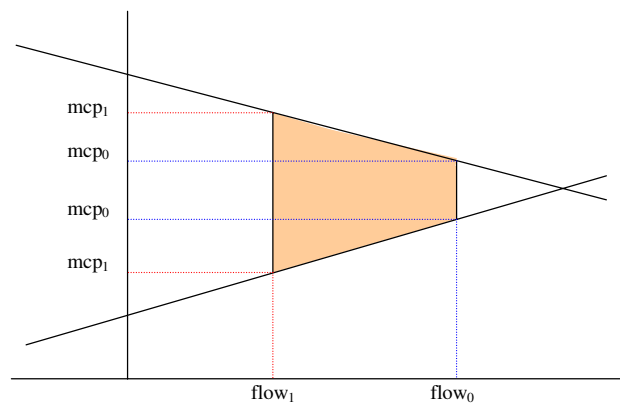
		0%	10%	20%	40%
<b>FR-BE</b>	Baseload	13.8%	18.5%	25.2%	38.8%
	Peak	16.3%	21.8%	29.2%	43.1%
	Off-Peak	8.7%	11.8%	17.2%	30.2%
<b>BE-NL</b>	Baseload	22.0%	19.1%	15.7%	10.6%
	Peak	22.7%	19.3%	15.5%	10.6%
	Off-Peak	20.4%	18.7%	16.0%	10.8%

These percentages correspond to an evolution in comparison to scenario 0 as illustrated in the table here below. Green cells identify a reduction of congestion periods, orange ones an augmentation.

		0%	10%	20%	40%
<b>FR-BE</b>	Baseload	0%	34.1%	82.6%	181.2%
	Peak	0%	33.7%	79.1%	164.4%
	Off-Peak	0%	35.6%	97.7%	247.1%
<b>BE-NL</b>	Baseload	0%	-13.2%	-28.6%	-51.8%
	Peak	0%	-15.0%	-31.7%	-53.3%
	Off-Peak	0%	-8.3%	-21.6%	-47.1%

#### 4.2.3. Impact on net utility

Net utility comprises congestion revenue, consumer surplus and producer surplus. Total utility is the surface area between the import curve (downward sloping line), export curve (upward sloping line) and the realized flow (potentially limited by the ATC).



Initially the flow equaled  $flow_0$ , but due to the ATC reduction it now becomes  $flow_1$ . The highlighted area corresponds to the loss in utility. If, in practice the curves are not the smooth linear lines in the picture<sup>2</sup>, to get an indication of the loss in utility, an approximate method was applied, which considers the decrease in flow and the increase in price difference and computes exactly the highlighted area (neglecting the exact shape of the curves).

Following table contains an overview of the decreases in net utility accrued over the simulation period for each of the scenarios.

#### Net utility loss (x €1000)

	<b>10%</b>	<b>20%</b>	<b>40%</b>
<b>FR-BE</b>	1,226	2,671	6,754
<b>BE-NL</b>	-6	-31	-152
<b>Total</b>	1,220	2,640	6,602

<sup>2</sup> They consist in practice of breakpoints, which are either connected in a step-wise fashion (APX and Belpex), or by linear interpolation (Powernext).







**BELGIUM-FRANCE INTERCONNECTION  
SPLIT OF THE CAPACITY BETWEEN THE DIFFERENT TIMEFRAMES**

**MINUTES OF THE CONSULTATION MEETING  
1 OCTOBER 2007**

**Presents :**

M. Erwin GUIZOUARN	AIR LIQUIDE
M. James MATTHYS-DONNADIEU	BELPEX
M. Christophe GENGE-CREUX	CRE
M. Alain MARIEN	CREG
M. Vincent BASLÉ	EDF TRADING
M. Didier GRALL	EGL
Mme Marieke PIETERS	ELECTRABEL
M. Bruno MARQUES	ENDESA TRADING
M. Simone TRIPEPI	ENEL TRADE
M. René Pierre JACCARD	EOS
M. Jean-Pierre BÉCRET	GABE
M. Briec RASKIN	MORGAN STANLEY
M. Benjamin AMSELLEM	MORGAN STANLEY
M. Geert MEYNCKENS	NYRSTAR BELGIUM NV
M. Gilles MICHEL	NUON
M. Brahim HABEDDINE	POWEO
Mme Audrey MAHUET	POWERNEXT
M. Thomas ULRICH	RWE
M. Ryan STUTZKE	SEMPRA ENERGY TRADING
M. Bruno BLANCHARD	SPE
M. Frank SCHOONACKER	SPE
M. Raphael MORCOM	TOTAL GAS & POWER
M. FENN	VATTENFALL

**ELIA :**

Frank VANDENBERGHE, Walter AERSTENS, Cécile PELLEGRIN, Erik DE SCHRIJVER

**RTE :**

Jean VERSEILLE, Jean-Gabriel VALENTIN, Sabine BOURDON, Nicolas BARBANNAUD, Bruno VINTENAT, Nathalie DELACROIX-VAUBOIS



## **1. Introduction**

Mr Jean Verseille (RTE) introduces the meeting and sets its objective: to consult the market participants about RTE and Elia's joint proposal concerning the split of capacity between the different timeframes for 2008. In the first part of the meeting, RTE and Elia will present the experience gathered on the different allocations (yearly, monthly and daily) for the first eight months of 2007 and their proposals concerning the split of capacity between the different timeframes for 2008. In a second part, the objective is to discuss these proposals and collect the opinion of the participants in the aim to decide the rules to be applied for 2008.

N.Barbannaud (RTE) reminds that in the consultation invitation, RTE and Elia have opened the possibility for written contributions, to be sent before the meeting, and informs that contributions to the present meeting have been sent by Energiened (Federation of Energy Companies in the Netherlands) and by EFET (European Federation of Energy Traders). These two contributions defend the same point of view; a short presentation of EFET will illustrate their position to open the discussion.

## **2. Presentation by Elia and RTE**

Mrs Pellegrin (Elia) and Mrs Bourdon (RTE) present the detailed results of the analyses jointly made by Elia and RTE, and explain the proposals for capacity split in 2008 (see the presentation in appendix and the documents sent in preparation of the consultation meeting). This presentation also introduces further developments such as Financial Transmission Rights.

## **3. Discussions**

### **3.1. Presentation by EFET**

The slides presented by EFET are available in appendix of the present minutes.

When presenting these slides, EFET points out that they share the final common objective of a flow based market coupling associated with Financial Transmission Rights. On the other side, in the meantime, they do not share the point of view concerning the need of guaranteeing a sufficient minimum daily ATC by the reservation of capacities for market coupling, since they consider that only an increase of the global NTC will have an impact on prices convergence and stability. Their "ideal" split of capacity transmission rights is presented in their slide 3.

### **3.2. Factual comments on the first part of the presentation: "analyses and observations"**

A participant asks some questions about the realized simulations and gives its wondering about their relevance. He also points out the short duration of the studied period and the special conditions of markets within 2007.



### **3.3. Opinion of the assembly and discussion on further developments and on the proposed scenarios**

Before starting the discussion, the Belgian regulator (CREG) wishes to point out the importance to maximize the total capacity and insists on the fact that TSOs should publish as soon as possible the minimum volumes that will be guaranteed for 2008. He also expresses its wish that the discussion within the present consultation meeting, as already illustrated by EFET's presentation, takes into account more possibilities than the two presented scenarios.

In complement, he indicates that, in opposition of Elia News, the auction rules on the Belgium-Netherlands interconnection for 2008 have not been approved: their use for 2008 has been authorized but some amendments will still be needed in the future. It appears that this error in Elia's communication comes from a translation problem from Dutch to French. A correction will be done.

Similarly, the French regulator (CRE) indicates that the present split rules have not been approved by the regulators: the implementation of these split rules have been authorized since no counter-proposal had been submitted by the market participants during the previous consultation meeting.

A participant (representing Belgian industrial electricity consumers) indicates that NTC values are a critical information for the market and that he's therefore surprised not to find in the communicated documents more information and studies on this subject. RTE indicates that capacity calculations are still on-going and involve other stakeholders than TSOs. The results of these calculations should be communicated at the latest by end November.

Another participant indicates that a maximum of long term products, in complement of day-ahead markets, are necessary to increase competition and allow risk hedging. He requests the start of studies to implement Financial Transmission Rights (FTRs) and would wish their implementation before 2011. In the meanwhile, the application of the "Use it or sell it (UIOSI)" rule would be an important improvement.

The French regulator (CRE) observes that contrary to the first consultation in March 2007, market participants propose this time other scenarios than the ones presented by Elia and RTE; these counter-propositions have to be considered. He shares the view that total capacity (NTC) is the main means to bring more competition. He also indicates that the application of the UIOSI rule in 2009 would be an improvement but strongly suggests that studies concerning FTRs are started as soon as possible.

Elia indicates that they are actively working with RTE to increase the total capacity (NTC) on the France-Belgium interconnection. The placement of phase shifters transformers (PST) should probably allow increasing the capacity for 2008 based on a learning process and out of a maintenance period. However, due to the imperfection of the market, allocating a too large part of this capacity in the long term horizons includes the risk, based on individual decisions, that the market convergence will be lower. A participant indicates that their will be no risk when netting will be implemented as it would correct the possible market participants mistakes.

The TSOs acknowledge the importance of FTR that would, in particular, solve the dilemma between yearly and daily capacities but indicates that, since this issue was not mentioned in the regulator action plan or the MOU, the TSOs resources have been put in priority on other issues up to now.



Another participant says that he is also in favor of a maximum of yearly capacities and considers that with secondary market, we are already very near to UIOSI. He's surprised therefore that resales of capacities to the daily allocation is not used more.

Elia points out the risk that these UIOLI and resales volumes could reduce in the context of a real winter or summer, what would constitute a significant volatility risk for a small market.

In this context, a participant insists on the implementation of FTR or, as a first step UIOSI.

Elia reminds that the present situation results from a compromise between the positions of the different market participants. RTE completes that UIOSI was proposed in April 2006 but that explicit resales to the daily allocations, which has been implemented, was preferred at that time. At the present, the discussion needs to be made within CWE coordination. RTE also points out that the experience of Nordic countries has shown the necessity for TSOs to get actively involved in FTRs (FTR volumes have to be based on physical underlying) and that confusion can be made between Financial Transmission Rights and Firm Transmission Rights.

A participant confirms that majority of the capacity should be allocated to the yearly and monthly products. He would like a confirmation of NTC values in comparison with other sources. He also indicates that consumers are not in favor of FTRs and would rather like that the introduction of products such as Obligatory Use, associated with anticipated netting, would be studied.

In answer to the NTC question, Elia indicates that different data are considered: value on one interconnection vs. global impact for Belgium, daily NTC values vs. medium NTC values. Elia also points out that Obligatory use product would only bring a reduction of flexibility on the actual products and that FTR would have a positive impact on the price convergence. Finally, Elia indicates that netting of yearly and monthly nominations will be done next year and that netting of daily nominations is already implicitly done through Market Coupling. This netting of yearly and monthly nominations will only have an influence in the atypical situations where long term and daily nominations do not go in the same direction.

The difference between PTR (Physical Transmission Right) and FTR (Financial Transmission Right) is further discussed. The Belgian regulator (CREG) concludes that the design of FTRs should be discussed as soon as possible.

A participant suggests that the TSOs should give the advantage to the more useful products (such as yearly products) and that the TSOs should consider splitting the yearly allocation into different slices on different dates. RTE replies that split of yearly auction in several rounds have been refused by the stakeholders in the past. Elia adds that during a recent meeting in the CWE-framework, the market parties took a formal position against the two rounds yearly auctions at the borders of the Netherlands.

Finally, the question of the monthly capacity volume is discussed. A participant points out that monthly capacities should not be suppressed, since this would introduce a non-acceptable gap between yearly and daily allocation. Regarding the volume to be allocated at the monthly auction, different positions are expressed. However, the majority of them are in favor of allocating the majority of the capacity to the yearly and daily allocation.

All participants confirm that the yearly capacity should not be reduced in comparison to 2007.





### 3.4. Proposals for 2008 and conclusion

After a short interruption, based on the active debate that took place, RTE and Elia summarize following proposals:

- The implementation of the netting of yearly and monthly nominations before the calculation of daily ATC is foreseen and should be introduced by mid-2008;
- UIOSI should be put in place for 2009;
- The possibility to introduce FTRs will be studied and promoted by RTE and Elia in the context of CWE;
- Concerning the split of capacities between the different timeframes, it's proposed to apply the current split rules for 2008.

Different participants give explicitly their agreement on this proposition. The consultation meeting is therefore concluded by the agreement to apply the present rules for the split of capacities between the different timeframes within 2008. It is reminded that the minimum guaranteed capacity for 2008 is not yet fixed (which means that it can be higher or lower than 1700 MW).

In complement to this conclusion, the French regulator (CRE) insists that studies and discussions on FTRs are started as soon as possible as they'll have probably to face a lot of inertia. Elia indicates that RTE and Elia will make a proposal on FTR in the CWE platform framework and do not exclude, if necessary and possible, the creation of a pilot project on one interconnection. However, no engagement can be taken in this meeting, before consultation of the CWE partners. Regulators' support is also needed.

Concerning multi-year products, the interest of their study is reminded. It is pointed out that a well-functioning centralized anonymous secondary market is, in this case, necessary and that the opinion of EU on this product should be considered. The link with the regional assessment of capacity is also pointed out.



## Appendix : Presentations

### 1. Presentation by Elia and RTE

Slide 1

**RTE** **elia**

France-Belgium Interconnection

Split of the capacity between the different timeframes

Consultation of 1<sup>st</sup> of October 2007

Slide 2

**RTE** **Agenda** **elia**

- Introduction
- Analyses and observations
- Proposals
- Further developments

2

Slide 3

### Introduction

- **1<sup>st</sup> consultation on March 2007**
  - New split rules applicable from May 2007 on
- **New consultation on split rules**
  - For 2008 : France-Belgium interconnection
  - Target : discussions in the framework of CWE
- **Observations and analyses on the first 8 months of 2007**
- **Proposition of new rules for 2008 to be discussed today**

3

Slide 4

### Introduction

- **Current applied rules:**
  - In the direction F->B:
    - Guaranteed : 1700 MW
    - Y : 1300 MW
    - M : 100 MW +/- 25% of complementary volume
    - D : 400 MW +/- 75% of complementary volume
  - In the direction B->F:
    - Guaranteed: 600 MW
    - Y : 400 MW
    - M : 100 MW + 50% of complementary volume
    - D : 100 MW + 50% of complementary volume

Split rules applied for the direction France to Belgium

Legend: D (Day-ahead), M (Mid-term), Y (Year-ahead)

Split rules applied for the direction Belgium to France

Legend: D (Day-ahead), M (Mid-term), Y (Year-ahead)

4

Slide 5

Agenda

- Introduction
- Analyses and observations
    - Allocations within 2007
    - Simulations
    - Conclusions
- Proposals
- Further developments

5

Slide 6

Analyses and observations

Available capacity and use

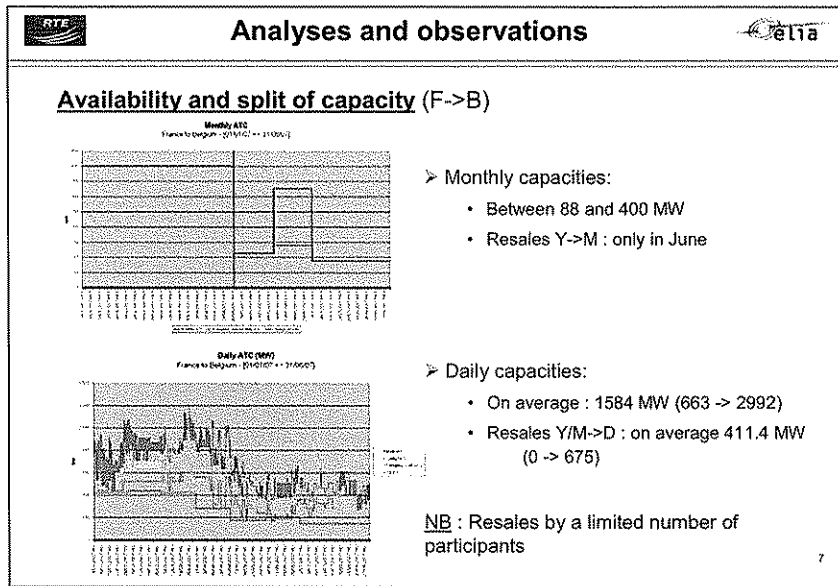
Yearly, monthly and daily nominations  
France to Belgium - [1/1/07 ↔ 31/03/07]

Yearly, monthly and daily nominations  
Belgium to France - [1/1/07 ↔ 31/03/07]

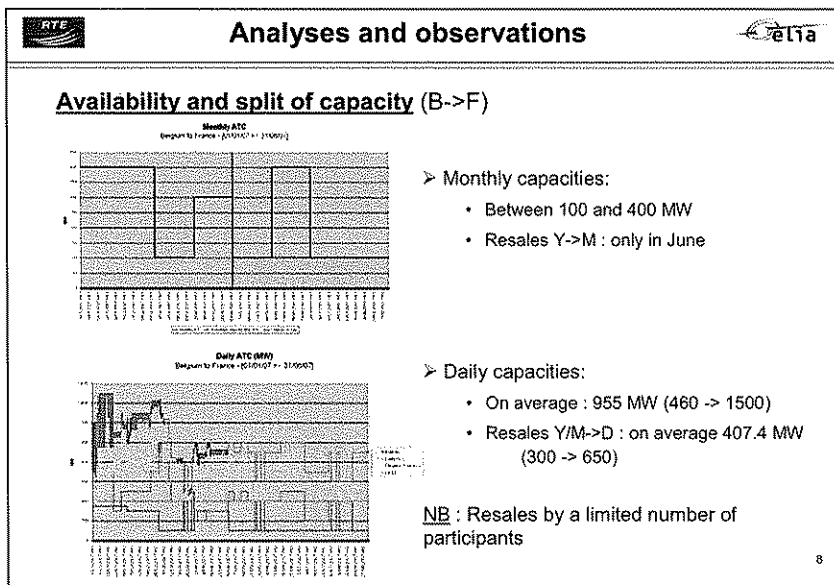
- ⇒ Total available capacity and nomination by types
- ⇒ In particular in the direction B->F : higher utilization in the 1st part of the studied period

6

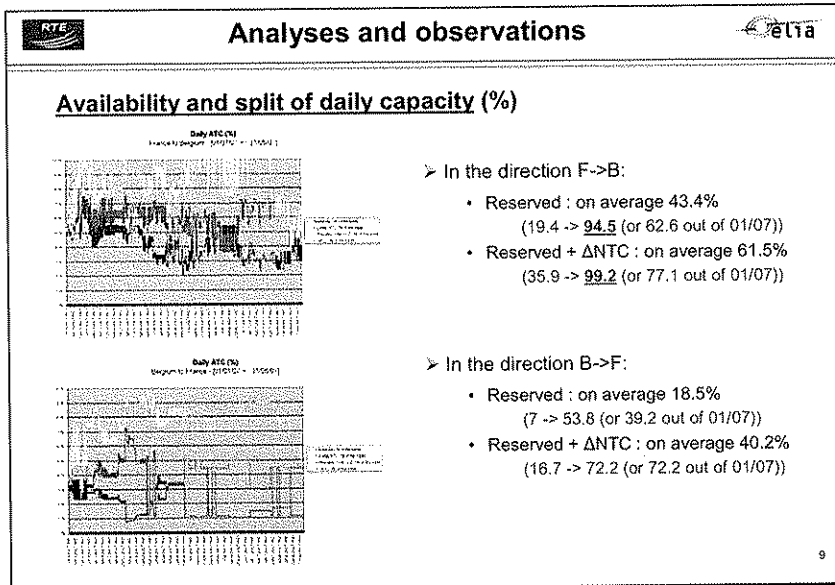
Slide 7



Slide 8



Slide 9



Slide 10

### Analyses and observations

#### Auction results

Prices (€/MWh)

	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<b>From France to Belgium</b>								
Year	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06	2.06
Month	0.22	0.60	0.44	0.85	1.84	4.93	3.01	3.80
Day (weighted average)	1.58	0.00	0.00	0.00	18.70	0.72	1.10	1.03
<b>From Belgium to France</b>								
Year	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
Month	0.77	0.14	0.27	0.62	0.69	1.33	0.69	0.32
Day (weighted average)	0.81	0.01	1.53	1.01	0.27	0.00	0.23	0.77

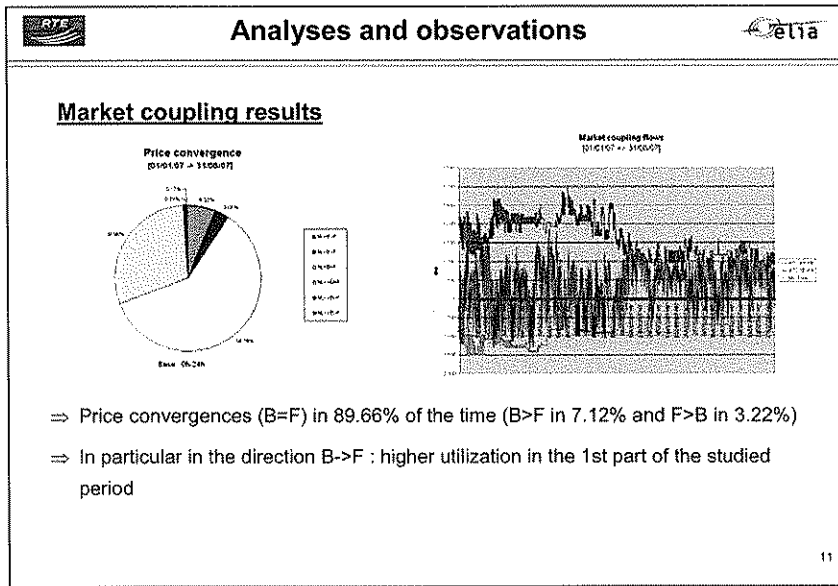
2006 (J->A)  
 → 0.76 €/MWh  
 → on average : 3.70 €/MWh (0.22 -> 8.00 €/MWh)  
 → 0.11 €/MWh  
 → on average : 0.32 €/MWh (0.25 -> 0.41 €/MWh)

Volumes (MWh)

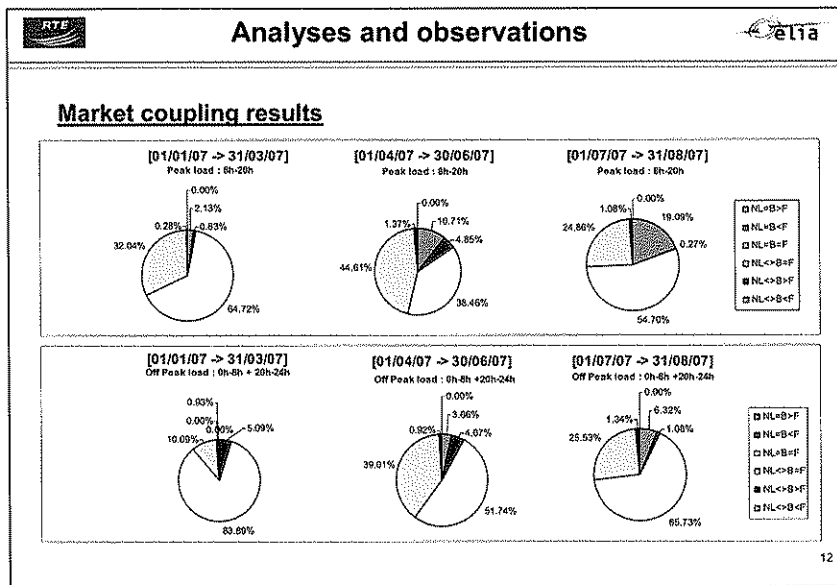
	Jan-07	Feb-07	Mar-07	Apr-07	May-07	Jun-07	Jul-07	Aug-07
<b>From France to Belgium</b>								
Year	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299	1,299
Month	400	400	400	400	113	325	88	88
Day (average)	329	285	565	238	660	558	527	598
<b>From Belgium to France</b>								
Year	400	400	400	400	400	400	400	400
Month	400	400	100	300	160	400	100	100
Day (average)	231	222	165	243	61	30	55	54

10

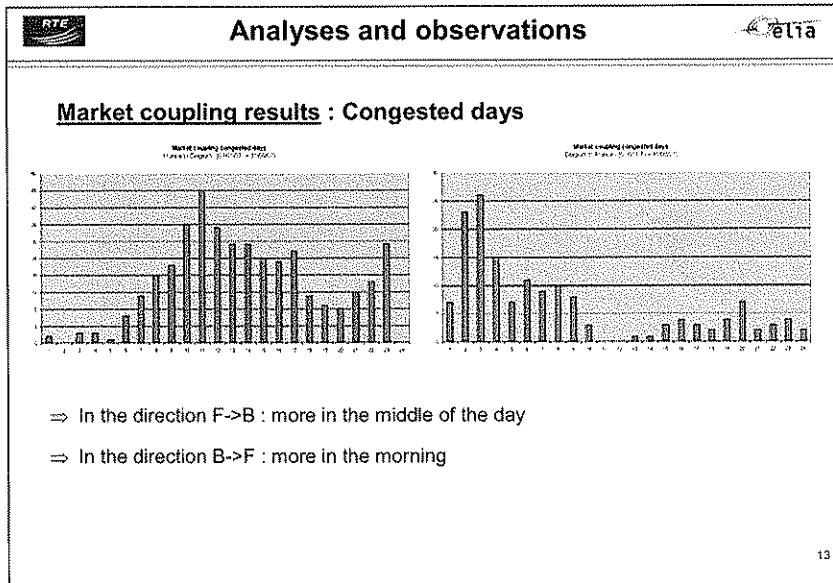
Slide 11



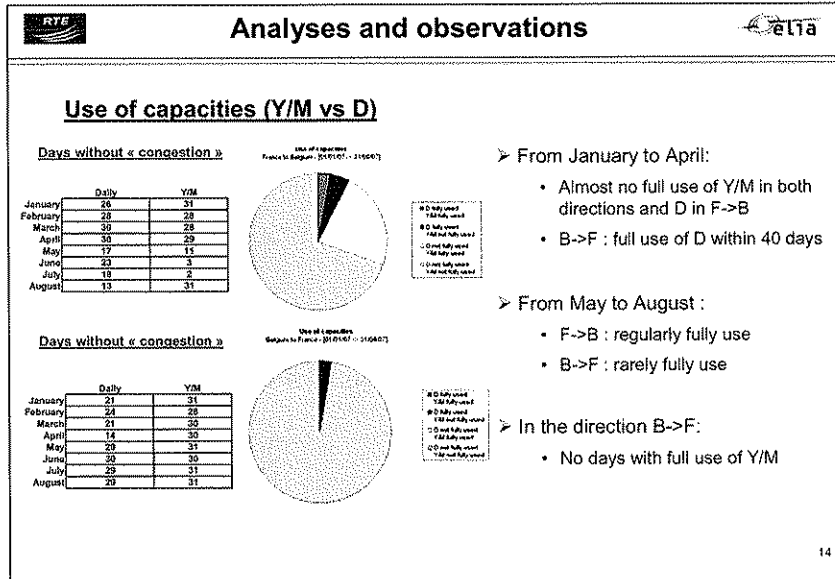
Slide 12



Slide 13




Slide 14






Slide 15



### Analyses and observations




**Efficiency of the Market coupling:**


- Efficiency of the Market Coupling could be seen in the use of daily capacities and good convergence as in:
  - The quality of the economical value of the daily capacity
  - The better stability of the market prices
  
- The well functioning of market coupling has acquired a large impact on:
  - Purchase of energy
  - Purchase of explicit capacity
  
- Sufficient minimum daily capacity allows an independance of each local market that enables to avoid prices spikes and to find reasonable last resource. As illustration, import reached :
  - 1500 MW to Belgium on 19/09/07
  - 1340 MW to France on 23/02/07

15

Slide 16



### Agenda



- Introduction
  
- Analyses and observations
  - Allocations within 2007
  - Simulations
  - Conclusions
  
- Proposals
  
- Further developments

16

Slide 17

### Analyses and observations

#### Simulated daily ATC (MW)

**Only ATC (MW)**  
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

**Simulated daily ATC (MW)**  
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

**Simulated daily ATC (MW)**  
France to Belgium - [31/01/07 - 31/03/07]

- ⇒ With a fix value of 400 MW for the monthly allocations : reduction of the daily ATC of 25.9% on average (47.1% at the maximum)
- ⇒ With a fix value of 200 MW for the daily allocations : reduction of the daily ATC of 29.4% on average (76.5% at the maximum)

17

Slide 18

### Analyses and observations

#### Market coupling simulations : Impact on prices

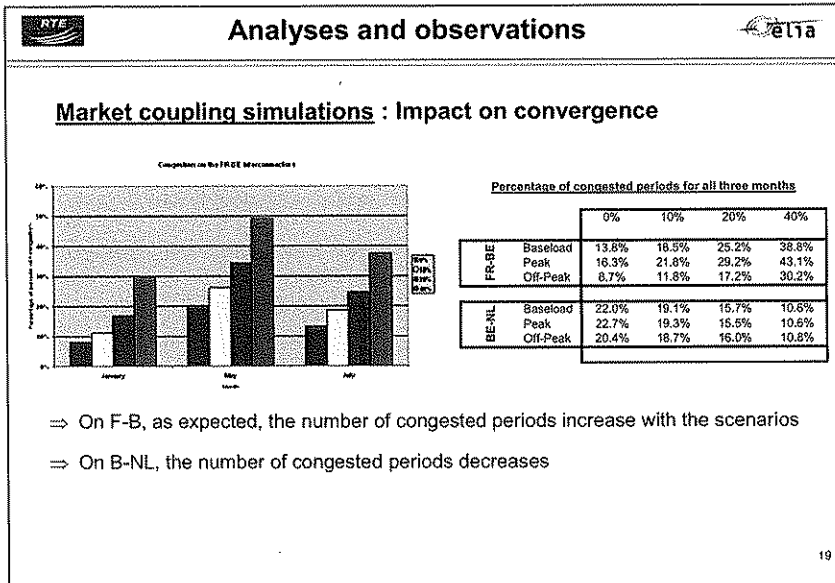
		Powermax				Euripax				APX			
		0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%	0%	10%	20%	40%
Bise	January	0%	0.6%	-0.1%	-0.2%	0%	0.6%	1.6%	-4.3%	0%	0.6%	1.2%	3.5%
	May	0%	-0.5%	-0.9%	-1.9%	0%	9.1%	13.7%	28.1%	0%	8.1%	11.8%	25.1%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.7%	1.7%	-3.1%	0%	0.4%	1.1%	2.8%
Peak	January	0%	-0.1%	-0.2%	-0.4%	0%	1.0%	2.3%	-6.6%	0%	0.7%	1.7%	5.0%
	May	0%	-0.6%	-1.1%	-2.2%	0%	10.8%	15.7%	33.2%	0%	9.5%	13.7%	29.2%
	July	0%	-0.2%	-0.3%	-0.8%	0%	0.9%	1.9%	-3.4%	0%	0.4%	1.2%	2.6%
OHP	January	0%	0.2%	0.3%	1.0%	0%	-0.9%	-2.0%	-3.1%	0%	-0.5%	-0.9%	-3.2%
	May	0%	-0.1%	-0.2%	-0.8%	0%	1.4%	2.9%	6.8%	0%	0.5%	1.7%	3.7%
	July	0%	-0.1%	-0.3%	-0.7%	0%	0.3%	0.8%	2.1%	0%	0.3%	0.7%	2.0%

Price difference between the two markets for the 10% allocation

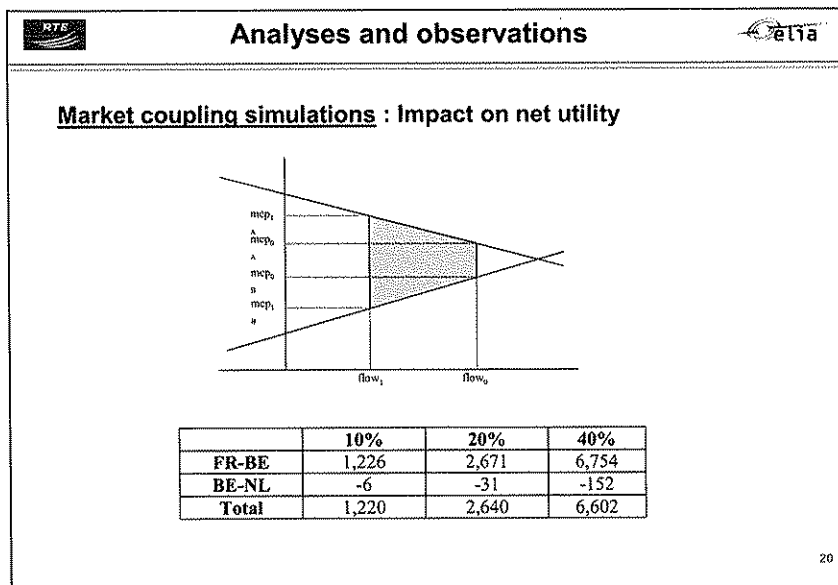
Price difference between the two markets for the 40% allocation

18



Slide 19



Slide 20



Slide 21





### Analyses and observations

**Conclusions from these analyses :**

- Monthly auctions seems not to be badly impacted by the new split rules.
- The minimum level of daily capacity contributed to ensure the good functioning of market coupling.
  - There has been a good convergence in 2007 thanks to sufficient daily ATCs, including in the summer.
  - Simulations of reduction of daily ATC show important impacts on prices.
- The present split rules have not been experimented within the winter.
- Volume of resales and UIOLI remains insufficient to count only on it; resales depend on a limited number of participants.

21

Slide 22





### Agenda



- Introduction
- Analyses and observations
- **Proposals**
  - Basic principles
  - Proposals for 2008
- Further developments

22

Slide 23

	Proposals	
<b><u>Basic principles :</u></b>		
<ul style="list-style-type: none"><li>● As in the current applied rules:<ul style="list-style-type: none"><li>➢ A certain volume will be guaranteed all year long, without prejudice of the way this volume is split between the different timeframes</li><li>➢ Splitting is applied on this guaranteed volume and on the complementary volume calculated each month</li></ul></li><li>● Minimum volume for 2008 will be known later on</li><li>● Proposed adaptations:<ul style="list-style-type: none"><li>➢ Part reserved for the daily allocation : Slight re-inforcement of the minimum (in MW) and reduction of the % of the complementary volume</li><li>➢ In complement, possibility of a better equilibrium between yearly and monthly capacity</li></ul></li></ul>		
23		

Slide 24

	Proposals	
<b><u>Proposals for 2008 (F-&gt;B) :</u></b>		
<ul style="list-style-type: none"><li>● Scenario 1 :<ul style="list-style-type: none"><li>➢ Yearly auction : 1100 MW</li><li>➢ Expected guaranteed volume : 50 MW for M &amp; 450 MW for D</li><li>➢ Complementary volume : 50% for M &amp; 50% for D</li></ul></li><li>● Scenario 2 :<ul style="list-style-type: none"><li>➢ Yearly auction : 900 MW</li><li>➢ Expected guaranteed volume : 250 MW for M &amp; 450 MW for D</li><li>➢ Complementary volume split : 60% for M &amp; 40% for D</li></ul></li></ul>		
24		

Slide 25

## Proposals

● **F→B : scenario 1**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y-M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	1700	50	450	72%	28%
1700	1100	100	500	71%	29%
1900	1100	200	600	68%	32%
2100	1100	300	700	67%	33%
2300	1100	400	800	65%	35%

Split rates to be applied for the direction France to Belgium

● **F→B : scenario 2**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y-M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
1600	900	250	450	72%	28%
1700	900	310	490	71%	29%
1900	900	420	570	70%	30%
2100	900	530	650	69%	31%
2300	900	630	730	68%	32%

Split rates to be applied for the direction France to Belgium

25

Slide 26

## Proposals

**Proposals for 2008 (B->F) :**

- Scenario 1 :
  - Yearly auction : 400 MW
  - Expected guaranteed volume : 50 MW for M & 150 MW for D
  - Complementary volume : 50% for M & 50% for D
  
- Scenario 2 :
  - Yearly auction : 300 MW
  - Expected guaranteed volume : 150 MW for M & 150 MW for D
  - Complementary volume : 50% for M & 50% for D

26

Slide 27

### Proposals

**● B→F : scenario 1**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	400	50	150	75%	25%
800	400	150	250	69%	31%
1000	400	250	350	65%	35%

**● B→F : scenario 2**

Monthly NTC	Yearly ATC	Monthly ATC	Minimum Daily ATC	Y+M ATC (%)	Minimum Daily ATC (%)
600	300	150	150	75%	25%
800	300	250	250	69%	31%
1000	300	350	350	65%	35%

Split rules to be applied for the direction Belgium to France

Split rules to be applied for the direction Belgium to France

27

Slide 28



### Agenda



- Introduction
- Analyses and observations
- Proposals
- Further developments

28

Slide 29

	<b>Further developments</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>● Split rules for 2009 will have to be discussed in the CWE context:<ul style="list-style-type: none"><li>➢ Flow-based market coupling</li><li>➢ Single CWE regional auction platform</li><li>➢ Single CWE regional set of rules (UIOSI ?)</li><li>➢ Regional assessment of capacities</li></ul></li> <li>● Financial Transmission Rights (FTR) are to be considered as a forthcoming step in this regional approach<ul style="list-style-type: none"><li>➢ FTR replaces Long Term auctioned PTR (Physical Transmission Rights)</li><li>➢ All physical capacity is attributed to the daily allocation</li><li>➢ They will maximize daily capacity and price convergence</li><li>➢ They have in any case to be based on a physical underlying corresponding to Transmission capacity</li></ul></li></ul>		
29		



Slide 30

	<b>Further developments</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>➢ Different questions yet to be treated:<ul style="list-style-type: none"><li>• Product characteristics (option vs. obligation, firmness, ...)</li><li>• Legal and Regulatory aspects (interaction with the financial authorities, impact on accountability, ...)</li><li>• Impacts on the stakeholders</li><li>• ...</li></ul></li> <li>➢ In the mean time, UIOSI could be considered as an intermediate step in the transition between PTR and FTR</li></ul>		
30		





Slide 31

 **Proposals** 

Thank you  
for your attention


31

## 1. Presentation by EFET

Slide 1

**ELIA & RTE consultation meeting**  
1st Oct 2007 – PARIS

Split of capacity between the different time-frames  
on the France-Belgium interconnection

  
European Federation  
of Energy Traders

Slide 2

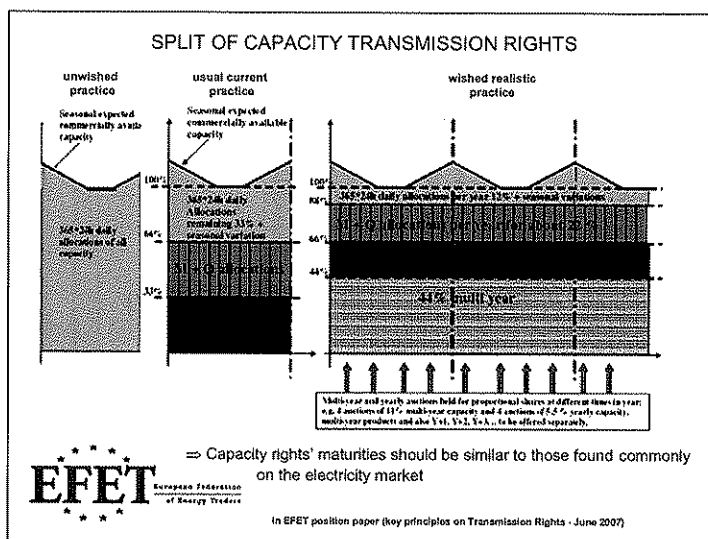
**2008: DECISION NOW**

- yearly capacity F->B should at least be equal to current levels of 1300 MW, but preferably higher since 1700 MW can be guaranteed
- The monthly capacity allocation should be going back to the higher levels seen before May 2007
- TSOs should already now allocate capacity for 2009, 2010, 2011, etc.

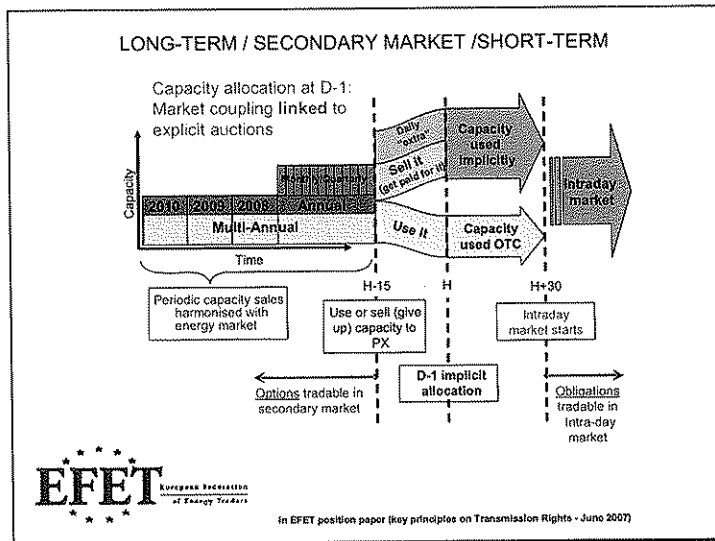
**2009: START DISCUSSION**

- Flow-based
- FTR'S

Slide 3



Slide 4



Slide 5

### WHY ALLOCATE MORE LONG-TERM CAPACITY

Evolution of cross-border Prices Belgium

F->D  
€/MWh

	2006	2007
Y	0.76	2.06
M	4.29	2.27
D	3.36	1.48

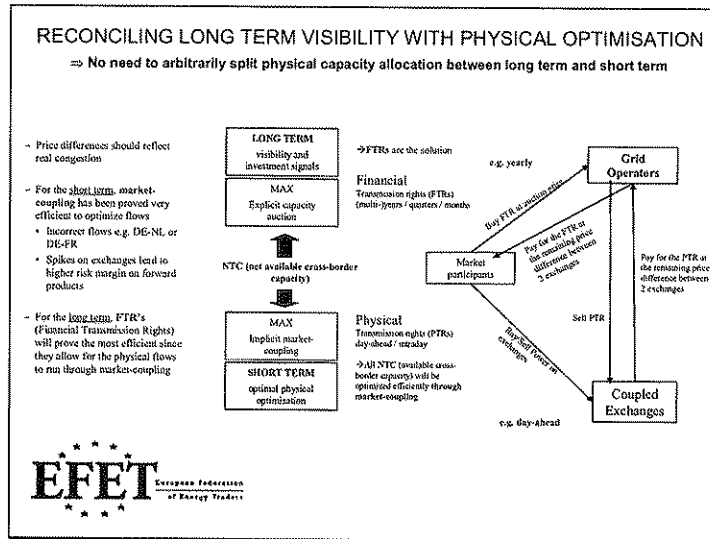
B->NL  
€/MWh

	2006	2007
Y	4.70	3.46
M	5.42	4.61
D	3.90	2.70

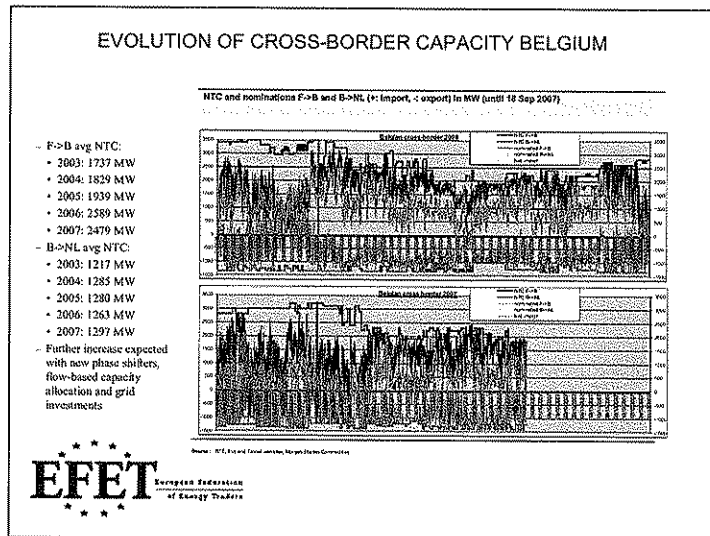
- Increase of amount + stability of available cross-border capacity expected
- Cross-border capacity is an asset, similarly to generation capacity
  - increases competition, particularly in less liquid markets
  - creates markets relative to more liquid trading hubs
  - allows producers and consumers to hedge their exposures
- Why limit capacity allocation to 1 year? - e.g. to 2012-2020
- Long term capacity allocation leads to:
  - competition enhancement
  - correct price signals and visibility
  - liquidity for hedging risks
  - LT investment signals and security of supply

**EFET**  
 European Federation  
 of Energy Traders

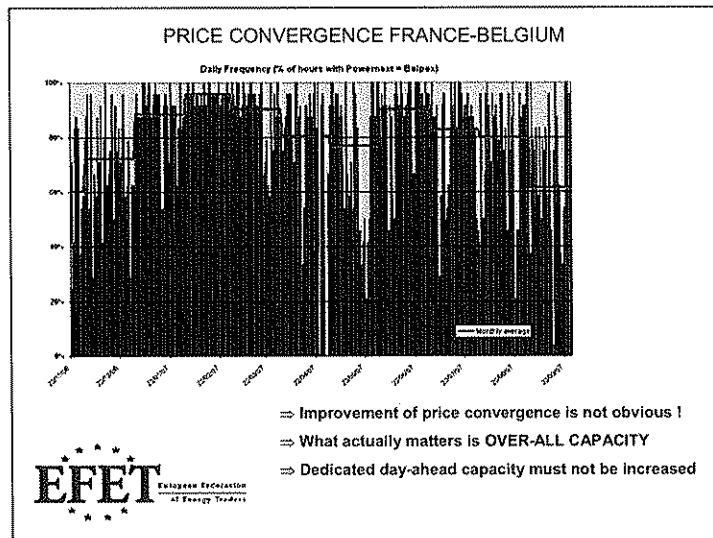
Slide 6



Slide 7



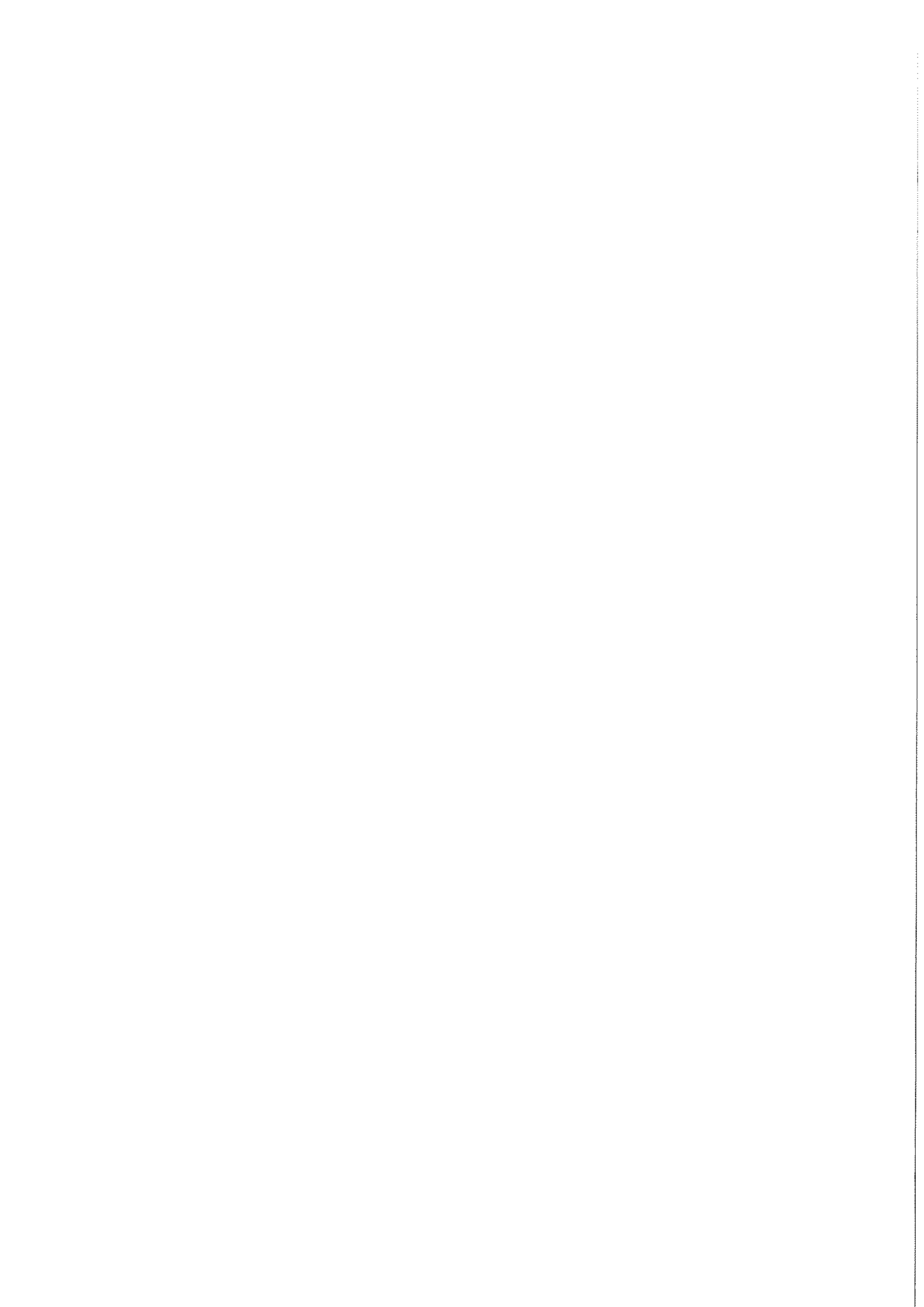
Slide 8



(

(









**INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE  
REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS**

**COMMENTAIRES RECUS PREALABLEMENT  
A LA REUNION DE CONSULTATION**

Lors de l'envoi des documents préparatoires à la réunion de consultation, Elia et RTE ont invité les clients qui ne pouvaient pas être présents à la réunion du 1<sup>er</sup> octobre 2007 mais souhaitaient réagir à ces documents préparatoires, à envoyer leur remarques par écrit préalablement à la réunion.

Le présent document rassemble les commentaires reçus.

-----Original Message-----

From: Vincent.Basle@edftrading.com [mailto:Vincent.Basle@edftrading.com]

Sent: vrijdag 28 september 2007 15:49

To: De Schrijver Erik; nicolas.barbannaud@RTE-FRANCE.COM; bruno.vintenat@rte-france.com;  
sylvain.guyomarch@rte-france.com

Cc: brieuc.raskin@morganstanley.com; Cailliau Marcel /EBL; hartmuth.fenn%vattenfall@Edftrading.com;  
pascale.jost@rte-france.com; laurent.rosseel@rte-france.com

Subject: ELIA & RTE consultation meeting - 01 Oct 07

Dear Sirs,

*I would like to inform you again that I will be attending the consultation meeting in Paris this Monday, with several other delegates, on behalf of EFET.*

*We look forward to taking this opportunity to discuss with you the split of capacity volumes between the different timeframes. We have read with interest your joint analysis and proposals, however we fear not to exactly share the views expressed in those documents.*

*EFET has been fostering for a long time a series of key principles in cross-border issues, most of which were highlighted in our position paper released last June 2007 ("Key principles on electricity transmission capacity rights"). In this perspective, you will find attached a series of five Powerpoint slides, which we would appreciate to present briefly during the meeting on Monday. In those slides we recall our general views on transmission rights, and the specific steps we would like to be implemented on the French-Belgium border. We also include some back-up slides (hidden mode) for illustrating purposes if necessary.*

*We remain at your disposal in case you need any supplementary information, and we look forward to meeting you in Paris this Monday,*

*Best regards,*



Vincent Baslé  
Transmission & Regulation  
EDF Trading Markets Ltd  
71 High Holborn - London WC1V 6ED  
Phone +44 (0)207 061 43 75  
Fax +44 (0)207 061 53 75  
Mobile +44 (0)779 507 21 82  
(See attached file: Consultation ELIA-RTE 01Oct07 (3).ppt)

Les transparents référencés ont été présentés lors de la réunion de consultation et sont à ce titre joint au compte-rendu de cette réunion.

-----Original Message-----

From: Otter, Ruud (EnergieNed) [mailto:rotter@energiened.nl]  
Sent: vrijdag 28 september 2007 16:04  
To: nicolas.barbannaud@rte-france.com; De Schrijver Erik  
Cc: Vliet, Eric van (EnergieNed); Haaster, Gerrie van (EnergieNed)  
Subject: consultation on the split of capacity on the B-F border

Dear Mr. Barbannaud and Mr. Deschrijver,

Attached please find the response of the NWE MPP to your consultation on the split of capacity on the B-F border.

Kind regards,  
<<98\_1 consultation cap split B-F.pdf>>

Ruud L. Otter

Issue Manager Market Affairs  
T +31 26 - 356 94 54  
F +31 26 - 442 83 20  
E rotter@energiened.nl

EnergieNed

Federation of Energy Companies in the Netherlands  
Utrechtseweg 310  
P.O. Box 9042  
6800 GD Arnhem  
The Netherlands  
www.energiened.nl

Le document référencé est joint ci-dessous.



Veldu 12  
1000 Brussel België - Union des régulateurs de l'Énergie



Organisation des  
Entreprises d'Électricité  
Du Luxembourg



FEBEG  
Fédération Belge  
des Entreprises  
d'Électricité

EnergieNed



RTE  
Mr. N. Barbanneud  
1, Terrasse Blini-TSA 41000  
F-92919 LA DEFENSE CEDEX

Federation of  
Energy Companies in the  
Netherlands

Utrechtseweg 310  
6812 AR Arnhem  
P.O. box 9042  
6800 CD Arnhem  
The Netherlands  
Telephone +31 26 - 356 0444  
Fax +31 26 - 448 01 48  
E-mail [ened@energiened.nl](mailto:ened@energiened.nl)  
Internet [www.energiened.nl](http://www.energiened.nl)

Subject consultation on capacity allocation on the F-B border  
Our reference 2007-98  
Handled by Ruud Otter  
Dial-direct +31 26 - 356 94 54  
Faxnumber +31 26 - 442 83 20  
E-mail [rotter@energiened.nl](mailto:rotter@energiened.nl)  
Date September 28, 2007

Dear Mr. Barbanneud,

North-West European  
Market Parties Platform

Thank you very much for the opportunity to respond to the joint ELIA/RTE proposal on split of capacities in different time frames on the French-Belgium border. As you may know the North-West European Market Parties Platform, a cooperation of market parties' associations, strives for a regional market integration that is most suitable to the parties acting in that market.

#### General

From your proposal we understand that the general idea is to move more capacity from the long term (year ahead) auctions to the day ahead auctions. However, this is not in line with the strong preference of market parties. These parties need a maximum allocation of long term transmission rights in combination with a use-it-or-sell-it principle.

This is of high importance as a high percentage of contracts with consumers is related to forward market prices. The better the possibility to hedge cross-border prices on a yearly basis, the lower the risk premium for consumer prices should be. Moreover, the number of market participants who do cross-border trading and selling to customers can increase if parties can obtain more of these rights. I.e. a high amount of capacity offered in the forward market is a prerequisite to develop liquid forward markets for consumers, traders, for retailers and for generators.

For a proper functioning of the market, market parties need long-term transmission rights that are allocated on a firm basis. Due to uncertainties in the forecast, we understand it is not possible to allocate all capacity firm on a longer term basis. The attached figure that has been shown in the course of the CWE Electricity Regional Initiative however, shows that when TSOs

ASN-AMRO bank Acc.no. 53.52.71.867  
ING Bank Acc.no. 65.33.12.725  
Postbank Acc.no. 2387258  
Reg.no. 40124517



do not offer any long term (firm) capacity rights, they do not bear any risks and in fact transfer risks to market parties. Only a minimum part of the capacity should be allocated on a daily basis.

**Regarding the simulations**

The argumentation of the shift in allocation in the analysis document gives the effect of a 10%, 20% or 40% reduction in day-ahead capacity. Logically this would lead to more congestion, higher prices in Belgium (and slightly lower in France) and a loss in producer and consumer surplus. However, we do not understand the relevance of these simulations.

The simulation omits the fact that with equal NTC's, the yearly and monthly capacity would increase. They would either be used in the right direction of the spread or would (with the UIOLI or UIOSI principle) be allocated to the day ahead market. In both cases the use of the rights goes in the right direction of the spread, and the price difference and the producer and consumer surplus will not be affected at all.

Please do not hesitate to contact us for any questions on the subject.

Kind regards,

mr. E.W.O. van Vliet  
Chairman North-West European Market Parties Platform

-----Original Message-----

From: Gerhard.Engbersen@nok.ch [mailto:Gerhard.Engbersen@nok.ch]

Sent: vrijdag 28 september 2007 18:14

To: De Schrijver Erik

Subject: Protest tegen nieuwe split

*Geachte Heer de Schrijver,*

*Wij zijn het niet eens met de nieuwe split tussen dag en maand capaciteit. Wij menen, dat voor een goede marktwerking het aandeel van de maand veel groter moet zijn dan voorgesteld.*

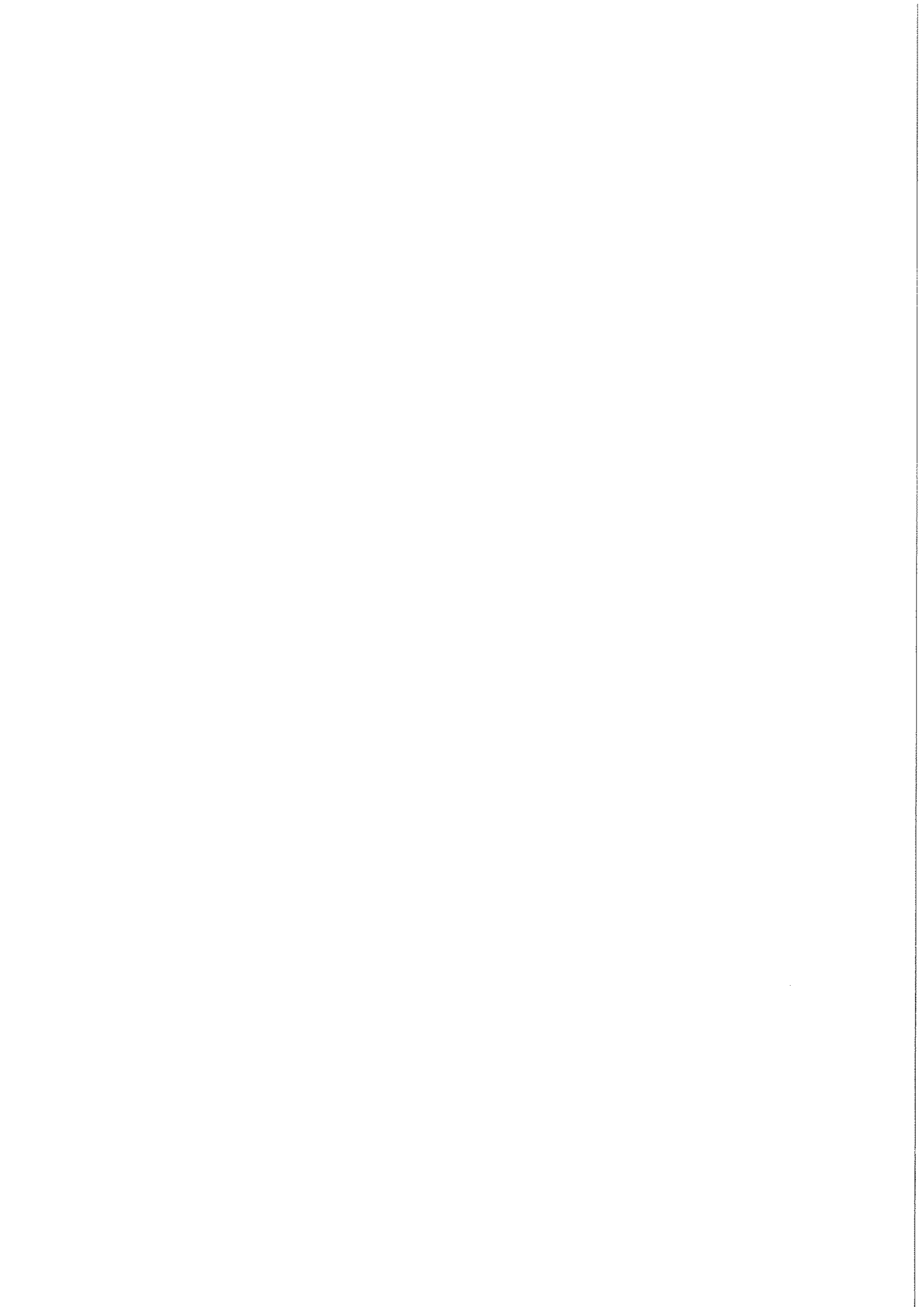
*Met vr. groet*

*Gerhard Engbersen*

*NOK*

*Zwitserland*







## INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE REPARTITION DE LA CAPACITE ENTRE LES DIFFERENTS HORIZONS DE TEMPS

### PROPOSITION 2008

Conformément aux conclusions de la réunion de consultation organisée par Elia et RTE ce lundi 1<sup>er</sup> octobre 2007, les règles suivantes de répartition de la capacité entre les différents horizons de temps sont proposées pour application pour les enchères annuelle et mensuelles portant sur 2008. Le compte-rendu de la réunion de consultation est joint en annexe.

Comme précisé lors de la réunion de consultation et dans les documents préparatoires à celle-ci, la valeur définitive des capacités minimales pouvant être garanties, tous horizons confondus, pour 2008, n'est pas encore connue aujourd'hui. Elia et RTE s'engagent toutefois à publier conjointement cette valeur, pour chaque sens de l'interconnexion France-Belgique, sur leurs sites Internet, au plus tard lors de la publication des spécifications d'enchères annuelles, soit, conformément aux Règles IFB 1.4, au plus tard dix jours ouvrables avant la session d'enchère annuelle.

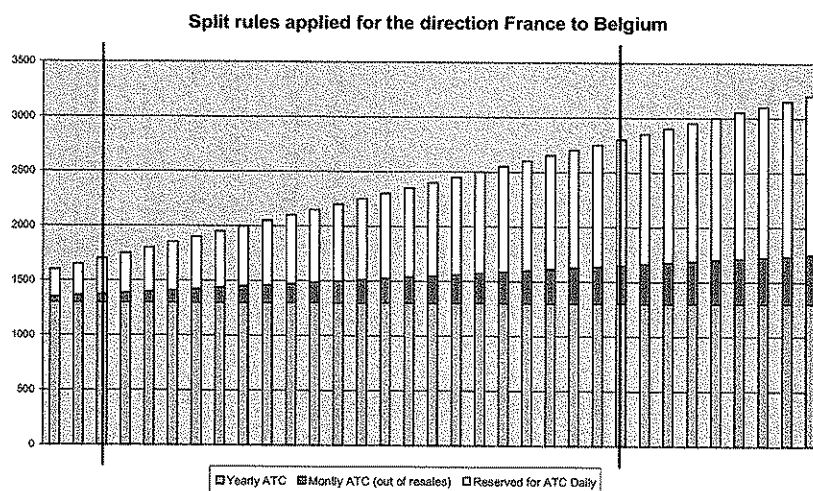
#### Dans la direction France-Belgique:

- 1300 MW seront proposés lors de l'enchère annuelle;
- Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 400 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés;
- Si ces 500 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée 25% sur la capacité mensuelle et 75% sur la capacité journalière;
- Du volume complémentaire calculé chaque mois au-delà de ces premiers 500 MW, 25% seront attribués à l'enchère mensuelle et 75% à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume complémentaire étant calculé avant intégration des reventes de capacité annuelle vers les enchères mensuelles.

Cette répartition peut être illustrée de la manière suivante<sup>1</sup> :

---

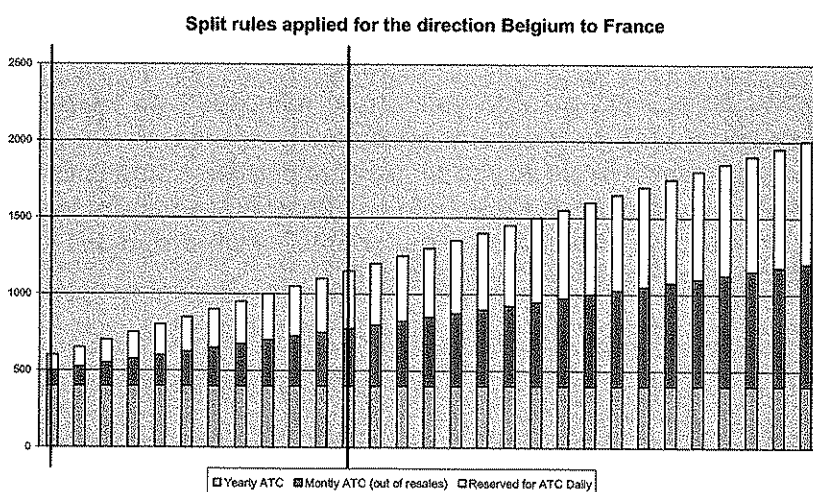
<sup>1</sup> Dans ce diagramme, les lignes noires verticales identifient le minimum et le maximum de la NTC mensuelle lors des dix premiers mois de 2007.



**Dans la direction Belgique-France:**

- 400 MW seront proposés lors de l'enchère annuelle;
- Dans la mesure du possible, un minimum de 100 MW sera réservé pour l'enchère mensuelle et un minimum de 100 MW pour l'allocation journalière via le couplage des marchés;
- Si ces 200 MW ne peuvent pas être garantis, la réduction sera appliquée 50% sur la capacité mensuelle et 50% sur la capacité journalière;
- Du volume complémentaire calculé chaque mois au-delà de ces premiers 200 MW, 50% seront attribués à l'enchère mensuelle et 50% à l'allocation journalière via le couplage des marchés, ce volume complémentaire étant calculé avant intégration des reventes de capacité annuelle vers les enchères mensuelles.

Cette répartition peut être illustrée de la manière suivante<sup>2</sup> :



<sup>2</sup> Dans ce diagramme, les lignes noires verticales identifient le minimum et le maximum de la NTC mensuelle lors des dix premiers mois de 2007.