



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'ELECTICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)110203-CDC-1034

relative à la

*demande d'approbation de la proposition de la
S.A. Elia System Operator relative à l'allocation
intra-journalière de la capacité sur
l'interconnexion Pays-Bas-Belgique*

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

3 février 2011

INTRODUCTION

LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (ci-après : la CREG) examine ci-après, sur la base de l'article 180, §2 et de l'article 183, §2 de l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du réseau de transport de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la S.A. Elia System Operator (ci-après : Elia) relative au mécanisme pour l'allocation infr-journalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique.

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

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

La proposition relative au mécanisme pour l'allocation infra-journalière de capacités sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique a été transmise par Elia à la CREG par lettre du 27 octobre 2010. Le dossier introduit par Elia comprend une description du mécanisme d'allocation infra-journalier implicite intérimaire proposé pour la frontière Belgique – Pays-Bas ainsi qu'une nouvelle version du contrat ARP qui a fait l'objet d'une décision séparée ((B)101125-CDC-1019).

La présente décision est organisée en quatre parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie analyse la proposition de règles INB. La quatrième partie comporte la décision en tant que telle.

Une copie de la description du mécanisme intra-journalier proposé par Elia à la CREG par lettre du 27 octobre 2010 est annexée à la présente décision.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 3 février 2011.

////

I. CADRE LEGAL

I.1. 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 les 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 de régulation 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 288 du traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne, un règlement a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

3. L'article 6.1 du règlement 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 (ci-après : le règlement n° 1228/2003) 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 « 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. Une nouvelle version de l'annexe est ainsi entrée en vigueur le 1^{er} décembre 2006 (ci-après : les lignes directrices).

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

1. GENERALITES

[...]

1.5. Les méthodes de gestion de la congestion fournissent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux GRT, favorisent la concurrence et sont susceptibles d'une application à l'échelon régional et communautaire.

[...]

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

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

[...]

2.3. 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.

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

2.8. Dans les régions où les marchés financiers de l'électricité à terme sont bien développés et ont montré leur efficacité, toute la capacité d'interconnexion peut être attribuée sous la forme de ventes aux enchères implicites.

[...]

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

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

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

a) Europe du nord (Danemark, Suède, Finlande, Allemagne et Pologne) ;

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

c) Italie (Italie, France, Allemagne, Autriche, Slovénie et Grèce) ;

d) Europe centrale et orientale (Allemagne, Pologne, République tchèque, Slovaquie, Hongrie, Autriche et Slovénie) ;

e) Europe du sud-ouest (Espagne, Portugal et France) ;

f) Royaume-Uni, Irlande et France ;

g) États baltes (Estonie, Lettonie et Lituanie).

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

[...]

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

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

a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux ;

b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants ;

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

d) des échéances et des dates de clôture identiques ;

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

f) un cadre contractuel cohérent avec les opérateurs du marché ;

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

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

[...]

4. CALENDRIER DES OPERATIONS SUR LE MARCHE

[...]

4.2. 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.

4.3. Les attributions intrajournalières successives des capacités de transport disponibles pour le jour J s'effectuent les jours J-1 et J, après la publication des programmes de production indicatifs ou réels à un jour.

[...]

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: la 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^{er} de la même loi prévoit que les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément à l'article 12, et que le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire ou si le demandeur ne satisfait pas aux prescriptions techniques prévues dans le règlement technique.

I.5. Le règlement technique

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

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

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

Selon l'article 183, §2, du règlement technique, ces méthodes doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles sont 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 fermeture pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché.

I.6. L'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie

14. En application de l'article 5, § 1, 2°, de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie (ci-après : l'arrêté royal du 20 octobre 2005), le gestionnaire du marché doit établir des règles et procédures de marché en vue d'augmenter la transparence en ce qui concerne l'accès au marché, d'éviter toute discrimination entre les participants et de garantir la confidentialité des données des participants.

15. Conformément à l'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005, si le marché est couplé à des marchés similaires dans les pays voisins, le gestionnaire du marché peut, sans préjudice des dispositions relatives aux interconnexions avec les réseaux étrangers prescrites par le règlement technique, et sans préjudice des pouvoirs de la CREG en vertu du règlement, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que ceci ait lieu de façon transparente et non discriminatoire.

En application de l'article 19 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005, conformément à la loi, la CREG veille au respect dudit arrêté royal et peut demander à cet effet toutes les

informations nécessaires au gestionnaire du marché et aux participants. Elle peut procéder à un contrôle de leurs comptes sur place.

II. ANTECEDENTS

16. Le 25 août 2006 la CREG a pris la décision (B)060825-CDC-552 d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes d'allocation de la capacité en journalier aux responsables d'accès sur les interconnexions Belgique France et Belgique Pays-Bas au moyen d'enchères implicites (ci après décision 552).

17. Comme décrit au titre 1^{er} de la présente décision, la gestion intrajournalière à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique devait commencer le 1^{er} janvier 2008, selon la réglementation européenne. L'article 1.9 des lignes directrices prévoit en effet que « 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 ».

18. Lors du 3^{ème} « Implementation Group Meeting » du 18 juillet 2007, Tennet a annoncé qu'en août 2007, de plus amples informations concernant une solution provisoire entre la Belgique et les Pays-Bas pour janvier 2008 seraient fournies.

19. Lors du 4^{ème} « Implementation Group Meeting » du 21 janvier 2008, Elia a annoncé qu'elle et Tennet souhaitaient mettre en application un mécanisme provisoire pour la gestion intrajournalière de la congestion à la frontière entre les Pays-Bas et la Belgique qui serait basé sur un système de prorata amélioré. Elia gèrerait ce système. Le système en lui-même serait lancé en juin 2008.

20. Au début du mois de juin 2008, la CREG a appris que la mise en place de la solution provisoire pour le marché intra-journalier connaissait des difficultés et que le projet pourrait être retardé. Interrogée à ce sujet, Elia a répondu par e-mail daté du 10 juin 2008 que le projet avait effectivement enregistré un retard. A ce propos, Elia a invoqué les modifications de l'IT intervenues chez TenneT en conséquence d'un problème constaté durant le projet et lié à l'interaction entre les nominations infra-journalières sur le marché intérieur néerlandais et celles à la frontière entre la Belgique et les Pays-Bas, et la modification du grid code aux Pays-Bas. Le projet infra-journalier ne pourrait commencer qu'au premier trimestre 2009, principalement en conséquence des problèmes liés à l'IT.

21. Le 25 août 2008, la CREG et l' « Energie Kamer » (autorité de régulation néerlandaise) ont rédigé une lettre commune à l'attention d'Elia et Tennet, dans laquelle elles exprimaient leur inquiétude quant au manque de progrès accomplis dans le cadre de l'introduction du projet intrajournalier. Dans cette lettre commune, les régulateurs se montraient disposés à autoriser provisoirement une solution intermédiaire en attendant une approbation entière et définitive. En outre, les deux régulateurs insistaient pour que le projet soit lancé le plus rapidement possible et au plus tard le 1^{er} octobre 2008.

22. Le 9 septembre 2008, Elia a soumis à la CREG, en application des articles 180, § 2, et 183, § 2, du règlement technique, une proposition de règles pour l'allocation intra-journalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas-Belgique.

En ce qui concerne le timing du lancement du projet intra-journalier et de l'application des règles proposées, il a été communiqué à la CREG que la date de lancement demandée par les régulateurs belge et néerlandais était impossible à respecter et que la date de lancement de janvier 2009 préalablement annoncée par les gestionnaires de réseau ne pourrait être entièrement garantie.

23. Par lettre du 9 septembre 2008 (reçue le 10 septembre 2008), Elia a également soumis à l'approbation de la CREG, en application de l'article 6 du règlement technique, une version modifiée des conditions générales des contrats de responsable d'accès. Ces modifications ont été approuvées par la décision de la CREG (B)081009-CDC-796 du 9 octobre 2008, à l'exception de deux d'entre elles. La date à laquelle les modifications liées au mécanisme intra-journalier prendraient effet n'a pas été mentionnée par Elia dans sa proposition et n'a jusqu'à présent pas encore été portée à la connaissance de la CREG.

24. Au début du mois de décembre 2008, la CREG a appris qu'il était impossible de réaliser le projet intra-journalier pour la fin du mois de janvier 2009 et qu'il devait à nouveau être reporté. Le lancement ultime de la gestion intra-journalière devait avoir lieu à la mi-mai 2009.

25. L'allocation transfrontalière de la capacité de transport basée sur un mécanisme pro-rata amélioré a été mise en service le 26 mai 2009.

26. En décembre 2009, le Forum de Florence a accueilli favorablement la proposition du « Project Coordination Group » relative à la définition, pour l'allocation intra-journalière de la capacité de transport, d'un mécanisme cible basé sur une allocation implicite (capacité de transport et énergie) et continue.

27. Le 26 juillet 2010 la CREG, le régulateur hollandais NMa, Elia, le gestionnaire de réseau hollandais Tennet, Belpex et la bourse hollandaise APX ont examiné au cours d'une réunion les conditions pour la mise en place d'un mécanisme intra-journalier basé sur des échanges continus. À cette occasion, la CREG a indiqué son souci de mettre en place une surveillance adéquate des ordres blocs couvrant plusieurs heures. Selon la CREG, cette surveillance nécessitait la transmission quotidienne par Elia des informations relatives au déclenchement des unités de production.

28. Le 30 septembre 2010, la CREG a transmis au Ministre ayant l'Energie dans ses attributions un avis (n° 100930-CDC-990) relatif « à la demande d'approbation des modifications proposées par Belpex au règlement de marché de Belpex », modifications rendues nécessaires pour la mise en place d'un mécanisme transfrontalier avec les Pays-Bas basé sur des échanges continus. Dans cet avis, la CREG a indiqué que le dossier introduit par Belpex au Ministre ne comportait pas de point problématique.

29. Le 27 octobre 2010, la CREG a reçu la proposition d'Elia relative à la mise en place d'une allocation intra-journalière de la capacité Belgique Pays-Bas basé sur un mécanisme implicite.

30. Le 24 décembre 2010, en réponse à sa demande, la CREG a envoyé à Elia un courriel où elle précisait les conditions générales relatives à la surveillance spécifique des ordres blocs qu'elle souhaitait mettre en place.

31. Le 5 janvier 2011, la CREG envoie à Elia une lettre lui demandant de lui transmettre, à partir du 15 février au plus tard, sur base journalière, les déclenchements des unités de production observés la veille.

III. ANALYSE DES REGLES PROPOSEES PAR ELIA POUR L'ALLOCATION DE CAPACITE SUR L'INTERCONNEXION PAYS-BAS-BELGIQUE

La proposition d'Elia, et en particulier sa conformité avec le cadre légal, décrit au titre I^{er} de la présente décision, est analysée ci-dessous. Cette analyse est toutefois précédée de la répétition de considérations qui avaient déjà été émises dans la décision 552 de la CREG relative à la mise en place du couplage des marchés trilatéral entre la France, la Belgique et les Pays-Bas, et qui gardent toute leur pertinence pour la présente décision.

III.1. Mécanisme implicite et accès au réseau

32. Le mécanisme proposé par Elia pour l'allocation de la capacité transfrontalière en intra-journalier avec les Pays-Bas est basé sur une méthode implicite, qui gère simultanément les échanges d'énergie et la capacité de transport entre les deux pays. De plus, aucun autre mécanisme ne permettra plus, en intra-journalier, d'échanger de la capacité de transport entre les deux pays. Autrement dit, la gestion de la totalité de la capacité d'interconnexion disponible en intra-journalier avec les Pays-Bas est confiée par Elia à Belpex, le gestionnaire agréé du marché belge d'échange de blocs d'énergie.

33. L'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 stipule que, si ce marché est couplé à des marchés similaires dans les pays voisins, le gestionnaire du marché peut, sans préjudice des dispositions relatives aux interconnexions avec les réseaux étrangers prescrites par le règlement technique, et sans préjudice des pouvoirs de la CREG en vertu du règlement technique, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que ceci ait lieu de façon transparente et non discriminatoire.

34. Autrement dit, l'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 signifie que, en cas de couplage de marchés, le gestionnaire du marché peut mettre en œuvre, à la demande d'Elia, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, en tenant compte toutefois des

dispositions relatives aux connexions avec des réseaux étrangers contenues aux articles 176 à 184 du règlement technique et des compétences de la CREG conformément au règlement technique (notamment en vertu des articles 180, § 2, et 183, § 2, du règlement technique).

35. La CREG constate que la proposition d'Elia porte sur l'attribution de 100% de la capacité d'interconnexion intra-journalière au mécanisme d'échange continu, et supprime dès lors tout autre accès intra-journalier. Dans la mesure où les échanges transfrontaliers effectués sur base intra-journalière sont opérés via la bourse, l'accès à cette bourse conditionne l'accès au réseau.

36. La CREG rappelle ici son souci de faciliter un accès non discriminatoire à la bourse et réitère ici la demande faite en 2006 à Belpex pour le marché en J-1 de fournir aux participants un mode de tarification différencié selon leur volume d'activité. Cette mesure vise à apporter une réponse adéquate aux participants traitant des volumes réduits.

37. La CREG rappelle qu'elle est compétente en ce qui concerne les conditions d'accès au réseau. L'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 prévoit d'ailleurs expressément qu'en cas de couplage des marchés, la CREG conserve tous les pouvoirs attribués par le règlement technique.

38. Par ailleurs, l'arrêté royal du 20 octobre 2005, le règlement de marché approuvé par l'arrêté ministériel du 11 janvier 2006, et les procédures de marché contiennent notamment les conditions de participation à la bourse.

39. Enfin, la CREG rappelle que Belpex est tenue d'appliquer la réglementation relative à la bourse en conformité avec l'article 15 de la loi électricité qui est hiérarchiquement supérieure et, selon la CREG, d'ordre public. La CREG rappelle également que, nonobstant la mission confiée à Belpex, Elia restera responsable du respect du droit d'accès au réseau de transport prévu à l'article 15 de la loi électricité.

40. La CREG constate d'ailleurs que la description fournie par Elia du mécanisme implicite provisoire proposé fait clairement mention, en son § 6.2.1.1, du service fourni par les bourses relativement à l'allocation implicite de la capacité pour le compte des gestionnaires de réseau.

41. En conséquence, si la CREG devait constater que l'application de la réglementation relative aux échanges intra-journalier aux travers de la bourse d'électricité limite, directement ou indirectement, ou remet en cause, dans les faits, le droit d'accès au réseau de transport consacré à l'article 20.1 de la directive 2003/54/CE ainsi qu'à l'article 15 de la loi électricité, elle inviterait Elia à lui soumettre pour approbation une proposition visant à rétablir le droit d'accès au réseau et, si nécessaire, elle serait en droit de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour garantir ce droit d'accès, en exécution des articles 180 et 183 du règlement technique.

III.2. Mécanisme cible Européen en intra-journalier

42. Le mécanisme cible pour les échanges transfrontalier d'énergie en intra-journalier en cours d'élaboration au niveau européen est basé sur une évolution et une amélioration du mécanisme implicite continu proposé par Elia. Ce modèle cible Européen en cours d'élaboration est accessible notamment au travers des documents soumis à consultation sur le site internet des régulateurs européens CEER/ERGEG dans le cadre de l'élaboration des lignes directrices cadres (Framework Guidelines) relatives à l'allocation des capacités et à la gestion des congestions (CACM).

43. La proposition d'Elia est présentée comme une solution intérimaire et Elia indique clairement dans sa description du mécanisme proposé qu'elle travaille actuellement à la mise en place d'une solution pérenne (« NWE Intraday project ») qui couvrirait l'ensemble de la région CWE, des pays Nordiques et du Royaume Uni et qui serait conforme aux prescriptions du mécanisme cible Européen.

44. Pour cette raison, la proposition d'Elia, et notamment le passage d'un mécanisme explicite à un mécanisme implicite, ainsi que l'allocation continue de la capacité, constitue un pas significatif vers la mise en œuvre d'une solution régionale conforme au mécanisme cible Européen.

III.3. Transparence des prix

45. Le mécanisme implicite continu proposé par Elia accroît de manière significative la transparence des prix pour la capacité intra-journalière. En effet, le mécanisme de pro-rata amélioré en vigueur actuellement ne fournit aucune information sur le prix de la capacité

intra-journalière. De plus, la concurrence organisée entre les produits horaires et la règle de sélection des ordres (d'achat ou de vente) au meilleur prix assure une formation satisfaisante du prix (en l'absence de congestions).

III.4. Compensation des capacités

46. Un des avantages principaux des mécanismes implicites pour l'allocation de la capacité est qu'ils permettent une compensation (« netting ») automatique des capacités d'interconnexion disponibles et donc une utilisation plus efficace de celle-ci.

III.5. Produit blocs d'échange d'énergie et surveillance spécifique du fonctionnement du marché

47. Le mécanisme continu proposé par Elia traite les produits blocs (qui couvrent plusieurs heures consécutives pour un prix global et un volume donné) d'une manière différente de celle appliquée aux produits horaires. En effet, les produits horaires sont classés suivant leur prix croissant (ou décroissant) et seules les offres de vente les moins chères (ou les offres d'achat les plus chères) disponibles à un instant donné et situées à l'intérieur de la capacité de l'interconnexion peuvent être sélectionnées par les acteurs du marché. Les produits blocs, qui n'ont pas de prix horaire défini, ne peuvent pas être classés suivant le même principe et ne peuvent donc être « mélangés » avec les produits horaires.

48. Cette méthode est donc en contradiction avec l'article 2.7 des lignes directrices qui prévoit que la capacité doit être attribuée à l'offre présentant la valeur la plus élevée. De plus, cette absence de compétition relative aux produits blocs met en question la qualité du signal prix fourni.

49. Toutefois, ces ordres blocs sont importants pour augmenter la liquidité en intra-journalier en permettant notamment le démarrage d'unités de production supplémentaires suite par exemple au déclenchement d'une centrale. C'est pourquoi, la CREG a décidé d'assurer une surveillance particulière de l'utilisation de ces produits et a demandé à Elia de lui fournir quotidiennement les informations relatives au déclenchement des unités de production raccordées au réseau de transport (voir ci-avant, titre II, la référence au courrier du 5 janvier 2011).

III.6. Conformité de la proposition avec les lignes directrices

50. L'allocation intra-journalière proposée par Elia pour la frontière avec les Pays-Bas est basée sur un mécanisme implicite (capacité de transport et énergie) et continu.

L'article 2.1 des lignes directrices précise en effet que la capacité d'interconnexion doit être attribuée sous la forme de ventes aux enchères explicites ou implicites, mais permet également le régime de continuité pour les échanges intra-journaliers.

51. L'application du mécanisme proposé par Elia est toutefois problématique à la lumière des articles 1.5, 1.9, 2.7 et de la section 3 des lignes directrices.

D'après l'article 1.5 des lignes directrices, la méthode d'allocation proposée doit fournir des signaux économiques efficaces. L'article 1.9 prévoit que le système proposé doit être coordonné et la section 3 précise les caractéristiques de cette coordination. En particulier, cette coordination doit se faire au niveau de la région, inclure le calcul de la capacité et traiter de manière efficace les flux de bouclage. Enfin, l'article 2.7 des lignes directrices prévoit en outre que la capacité doit être attribuée à l'offre présentant la valeur la plus élevée, qu'elle soit formulée implicitement ou explicitement dans un délai donné.

La proposition d'Elia ne répond pas aux conditions fixées dans l'article 2.7 dans la mesure où, dans le système continu proposé, la capacité n'est pas attribuée à l'acteur qui (de manière explicite, implicite ou en régime de continuité) offre le prix le plus élevé. L'allocation de la capacité d'interconnexion intra-journalière proposée ne fournit par conséquent aucun signal économique adapté aux acteurs du marché, et ne répond donc pas aux lignes directrices.

De plus, l'article 1.9 des lignes directrices prévoit que les mécanismes de gestion intra-journalière de la congestion de la capacité d'interconnexion sont établis d'une manière coordonnée et dans des conditions de fonctionnement sûres. Cela implique qu'Elia doit notamment tenir compte des obligations de coordination entre les gestionnaires du réseau de transport, telles que décrites au chapitre 3 des lignes directrices.

Une telle coordination n'est toutefois pas présente dans la proposition actuelle. Les obligations figurant au chapitre 3 des lignes directrices ne figurent pas dans la présente

proposition ou y figurent seulement de manière très limitée. La présente proposition concerne en effet une allocation de la capacité organisée de manière bilatérale ; elle n'instaure aucune méthode et procédure de gestion de la congestion communautaire ou coordonnée au niveau régional pour l'allocation de la capacité, comme l'exige le chapitre 3 des lignes directrices.

52. Pour les raisons exposées aux précédents paragraphes 47 à 51, la CREG ne peut approuver la présente proposition de mécanisme implicite continu proposé par Elia pour l'allocation intra-journalière de la capacité sur l'interconnexion Pays-Bas Belgique.

DECISION

En application des articles 180, § 2, et 183, § 2, du règlement technique, la CREG décide, pour les raisons décrites aux paragraphes 47 à 51 de la présente décision, de ne pas approuver la proposition d'Elia relative aux règles d'allocation intra-journalière de capacité sur l'interconnexion Pays-Bas – Belgique.

La CREG constate toutefois que la présente proposition apporte une amélioration notable aux conditions de marché et à la gestion de la capacité d'interconnexion, comme indiqué aux articles 42 à 46 de la présente décision.

En outre, comme indiqué au paragraphe 43, la CREG comprend qu'Elia élabore également, sur une base à plus long terme, une solution durable et pan-régionale, qui serait, quant à elle, conforme au règlement n° 1228/2003 et aux lignes directrices, et que, par conséquent, *in casu* seul un système provisoire de gestion infra-journalière soit proposé.

Etant donné que la proposition d'Elia peut être considérée comme une avancée significative, à la lumière des lignes directrices, par rapport à la situation actuelle et qu'elle peut constituer une impulsion positive sur le plan des échanges transfrontaliers d'électricité, la CREG autorise Elia à mettre en œuvre le mécanisme implicite qu'elle propose, en attendant une approbation totale et définitive.

La CREG prie toutefois Elia de soumettre au plus vite une nouvelle proposition, laquelle sera entièrement conforme aux exigences posées par le Règlement n° 1228/2003, les lignes directrices, et, lorsqu'il entrera en vigueur, le Règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le Règlement n° 1228/2003.

////

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



Dominique WOITRIN
Directeur



François POSSEMIERS
Président du Comité de direction

Interim Implicit Cross Border Intraday BE-NL

Description of the allocation mechanism

Version	1.0
Date	26.10.2010

Contents

1	Introduction	3
2	General Context and rationale of the project	4
3	General description of the solution	6
4	Detailed description of the solution	8
4.1.	High level architecture of the solution	8
4.2.	NTC ID and ATC ID calculation	9
4.3.	Submission of ATC values to Elbas	9
4.3.1.	General procedure	9
4.3.2.	Principle of netting:	10
4.3.3.	Capacity reduction	11
4.3.4.	Firmness	11
4.4.	Description of Elbas	11
4.4.1.	General information	11
4.4.2.	Elbas User Interface	12
4.4.3.	Elbas in this project	13
4.5.	Description of the different products	13
4.6.	The XBID application	15
4.7.	Gate system and nominations at the TSOs	15
4.7.1.	General	15
4.7.2.	The gates	16
4.7.3.	Trading schema by the market participants	17
4.7.4.	Nominations to the TSOs	19
4.7.5.	Firmness of nominations	21
4.8.	Settlement	21
4.9.	Publication of transaction data	22
4.10.	Fallback arrangement	22
5	Contractual architecture for the Market Participant	23
6	Governance principles between the Project Parties	24
6.1.	Project phase	24
6.1.1.	Contracts	24
6.1.2.	Cost recovery/sharing principle	24
6.2.	Operations phase	25
6.2.1.	Contracts	25
6.2.2.	Cost recovery/sharing principle	26

1 Introduction

This document outlines an improved intraday capacity allocation mechanism for the Belgian-Dutch border, i.e. an implicit allocation mechanism based on continuous trading proposed to replace the existing explicit arrangements.

This document brings together a certain number of important analytical elements and provides a detailed description of all the processes, between the transmission system operators (hereafter "TSO") ELIA and TenneT, and the power exchanges (hereafter "PX") APX-ENDEX and Belpex, related to the proposed new allocation mechanism.

2 General Context and rationale of the project

Currently APX-ENDEX and Belpex operate local intraday markets in respectively The Netherlands and in Belgium.

The Belpex Continuous Intraday Market (CIM) provides since March 2008 standardized products (hourly and multi hourly instruments) to sell and purchase electricity on a continuous basis, and this up to 5 minutes before delivery. A similar Intraday Market is in place on APX-ENDEX since September 2006. The APX-ENDEX Intraday market offers the Power NL members the opportunity to continuously trade standardized power products in 15 minute intervals, 1 hour blocks and 2 hour blocks up to 90 minutes or two hours prior to delivery (subject to the nomination gate closure applicable to the product, which varies).

The intraday capacity on the interconnector between Belgium and The Netherlands is currently allocated to the market participants by means of an "explicit improved pro rata allocation method". This method is in place since end of May 2009 and is currently tolerated by the respective regulators.

Within the framework of the North West Europe (NWE) region a project has been launched to design, implement and operate an enduring intraday allocation mechanism. The aim of the NWE project is to build out and implement within the NWE region the target intraday allocation mechanism as being discussed between stakeholders (regulators, market parties, power exchanges and TSOs) within the AHAG intraday working group.

The already agreed high level principles are:

- implicit continuous capacity allocation;
- centralization of liquidity by means of a shared order book function;
- compatible with flow-based capacity allocation;
- where currently allowed, explicit allocation to allow OTC trading to be replaced by complex products.

It may currently be assumed that this enduring solution could be implemented by the end of 2012 or 2013.

TenneT and Elia, together with APX and Belpex have identified the opportunity to improve, in short notice and with modest efforts, the capacity allocation mechanisms for the Belgium-Dutch borders by replacing the existing explicit pro-rata allocation mechanism by an implicit allocation mechanism, in line with the enduring requirements (hereafter "NL-BE IDXB project").

The 4 project partners propose to implement an interim solution where capacity and energy are traded simultaneously in an implicit way by use of the Elbas trading platform. The Elbas system is currently the only existing trading platform allowing implicit continuous capacity allocation and is very well appreciated by the market participants.

The proposed "interim" solution (as in terms an inter-regional solution will be implemented) offers substantial advantages compared to the actual allocation mechanism, without negative interference to the enduring process (actually some positive interference). As it is an interim solution, key requirement was a fast implementation with modest efforts, hence building as much as possible on existing arrangements, mechanisms and systems.

Next to using an existing and proven trading platform, the proposed solution also builds upon the current TSO systems (only minimal changes required). The cross border shipping will be organized by the PXs as is also the case for the day-ahead CWE market coupling.

Clearing and settlement are organized through existing APX-ENDEX and Belpex arrangements, contracts and market rules.

This mechanism will have some immediate improvements compared to the actual allocation arrangements as it will allow to pool and put into competition all the Belgian and Dutch available intraday liquidity, up to the available capacities. The anticipated result for the market will be higher and easier available intraday liquidity as well as better and more transparent price formation. In the same time this interim project will be a good learning experience to help develop the enduring system.

The proposed allocation mechanism (implicit continuous allocation by means of the Elbas platform) as well as the concrete design, operational and contractual aspects related to it, have been presented and discussed extensively with the market parties that have welcomed this initiative. Amongst other meetings/discussion:

- Elia European Market Design working group of 25 January 2010¹
- APX-Belpex-Elia-TenneT information session of 20th October 2010²

The NL-BE IDXB project was also presented and welcomed by the CWE regulators at the CWE-NE-UK Intraday meeting of July 29th in Brussels³.

It is furthermore worth noting that the proposed allocation mechanism has been recognized as a very valuable short term solution for intraday capacity allocation by an independent report executed by E-Brigde Consulting for the account of NMA Energiekamer⁴.

The initial scope of the solution is Belgium and The Netherlands, but enhancements to include cross border trading with Germany and Norway are both targeted and to a large extent already (technically) facilitated.

This implicit allocation mechanism will replace as of its launch date the currently existing intraday explicit pro rata allocation on the Dutch-Belgian border. The "INB Rules" (the "Rules for Intra-Day Capacity Allocation for the Netherlands-Belgium Interconnection (INB Rules)") currently in place for the explicit allocations on the Dutch-Belgian border will be terminated at that day.

¹ Presentation and Minutes of Meeting available on: <http://usersgroup.elia.be/content.aspx?contentid=9>

² Agenda and invitation are added as annex 1

³ Minutes of this meeting available on: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_INITIATIVES/ERI/Central-West/Meetings1/Common%20IG%20meetings/1supstsup%20%5BNWE%5D%20ID%20meeting/AD

⁴ Report available on:

http://www.energiekamer.nl/images/should_ID_trading_arrangements_make_XB_capacity_available_for_OTC_trades_2010_10_07_tcm7-140510.pdf

3 General description of the solution

APX-ENDEX and Belpex have established a cooperation with Nord Pool, in support of creating a Dutch-Belgian cross border intraday market. For this purpose, APX-ENDEX and Belpex will implement the Elbas system, currently the only cross border intraday platform as operated by Nord Pool.

Elbas is a trading system that allows for a continuous intraday power market capable of handling cross border trading via an implicit capacity allocation mechanism. The cross border coordination mechanism implemented in Elbas is based on separate bidding/market areas which may be connected to each other subject to capacities being available. The possible amount of transactions concluded between these areas is constrained by the capacity limits on the interconnector. Concluded cross border transactions decrease the available capacity in one direction and increase the available capacity in the opposite direction since the principle of netting is implemented.

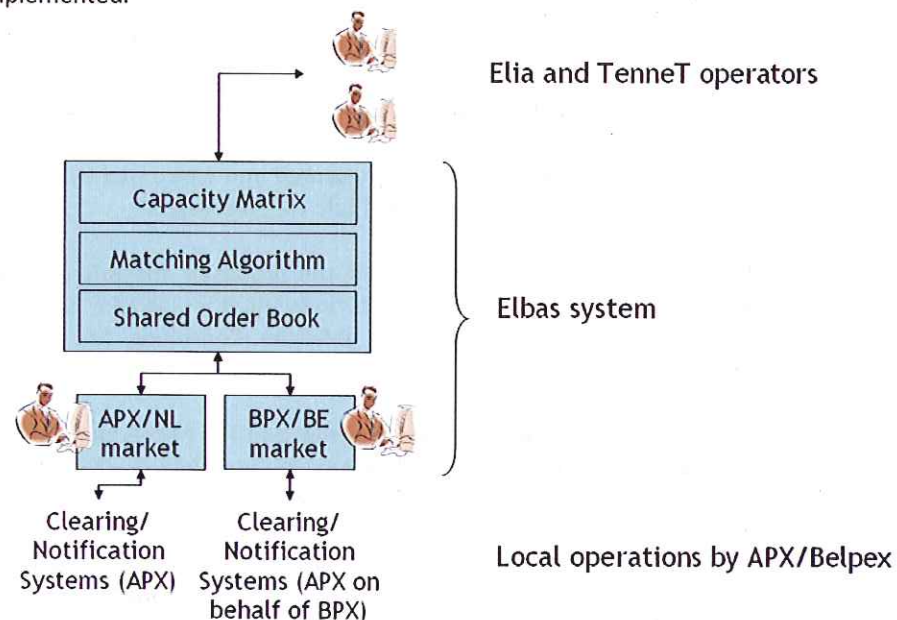


Figure 1 : the NL-BE IDXB solution

In the Elbas Trading System, the Belgian and Dutch markets will be implemented as separate market areas next to the existing areas in the Nordic Elbas trading system. The Trading System shall allow for the data regarding the Belgian and Dutch market areas to be interconnected and to take into account the intraday ATC values for the Dutch - Belgian border as calculated by Elia and TenneT (i.e. the maximum amount of cross border trades will be constrained by the ATC values in both directions on this border).

Main features of the solution include:

- Elbas system and infrastructure as-is, which is proven technology i.e. only development of interfaces and supporting software;
- No interference with other interim solutions;
- Continuous trading with implicit allocation of available capacity, coupling of existing ID markets;

- Cross border shipping will be organized by APX-EINDEX and Belpex, where cross border nominations are processed using a newly developed XBID application;
- Clearing and settlement of Transactions is organized via existing APX-EINDEX and Belpex arrangements, so there are no new membership agreements required; and
- Fully transparent process including daily trade reporting to the regulators where applicable.

4 Detailed description of the solution

4.1. High level architecture of the solution

To facilitate implicit cross-border intraday (XBID) trading, multiple solutions have been investigated (amongst others, the implementation of an implicit continuous capacity allocation mechanism in the current APX-Endex and Belpex trading system EuroLight). It has become apparent that the Elbas trading system is, for many reasons, the preferred option to facilitate the desired functionality. To limit the impact of the implementation the aim is to reuse as much of existing systems and their functionality as possible. Additionally certain systems simply can't be changed on short term and therefore workarounds are required to facilitate this solution.

The solution can schematically be represented as in Figure 2 here below:

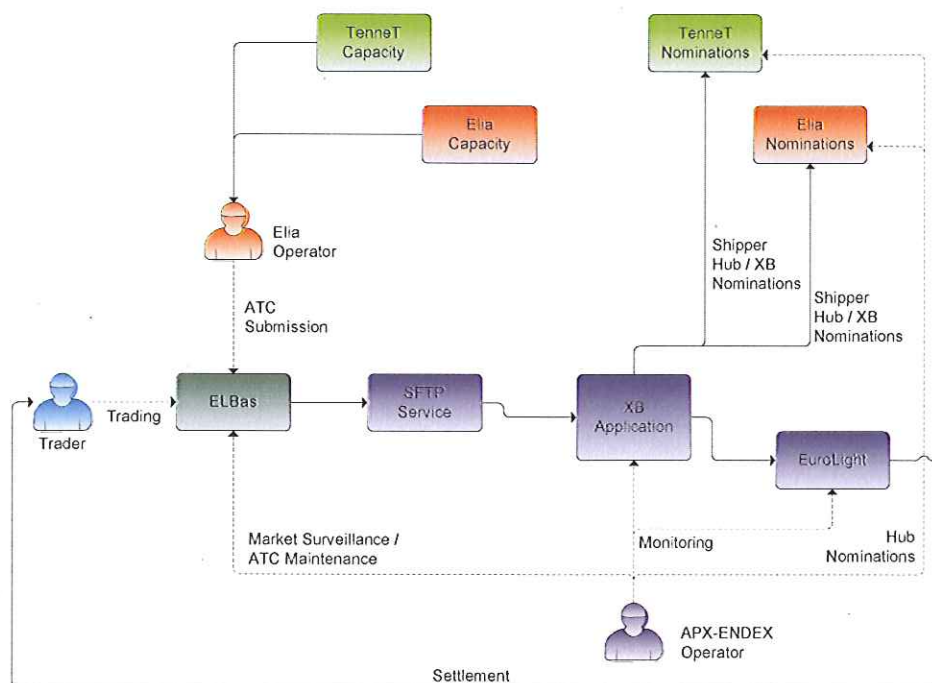


Figure 2 : High Level Architecture

Intraday trading on the Elbas platform will start on the basis of the confirmed intraday ATCs calculated by ELIA and TenneT according to the current processes with their current systems and security of supply principles in place. ATCs are sent by Elia to the Elbas platform, following which the TSOs will have a real time view on the intraday ATC values for the remaining hours of the day, (including the concluded transactions and including netting) via read-only access to the Elbas system. Additionally, Elia and TenneT will have full control over the intraday ATCs, as a specific TSO-interface offered by the Elbas platform allows TSOs to modify (remainder) intraday ATCs throughout the day in real-time.

Cross border trading will be possible continuously on the Elbas platform, and Elbas will reduce / net the intraday ATCs with the transactions that have been concluded, and

will only show on the platform the orders that can be executed within the remaining ATC at any given point in time.

Each concluded transaction by the market participants will be sent from the Elbas system to the XBID application while using a translation functionality, which converts and enriches the transaction data coming from the Elbas system for input in both the XBID application and EuroLight System. Transfer of transaction data is necessary for settlement and archiving purposes, as well as physical fulfillment.

Settlement processes include local Hub nominations and daily cash settlement. The XBID application will keep data on all transactions until just before the next gate closure for cross border nomination at ELIA and TenneT side, at which point APX-ENDEX and Belpex will send the netted cross border nominations to TenneT and ELIA respectively to the current nomination systems. Matching of the netted nominations will be executed by ELIA and TenneT.

4.2. NTC ID and ATC ID calculation

On D-1 between 19:30 and 20:15, Elia and TenneT calculate the intraday NTC values on the Dutch-Belgian border in both directions. The NTC ID values are calculated on either side of the border and TenneT sends its values to Elia. Elia takes the minimum of the two NTC values (hour by hour and direction) which defines the joint NTC ID. This final NTC ID is sent to TenneT and a last verification process is put in place between Elia and TenneT.

Afterwards ELIA calculates the intraday ATC based on the joint NTC ID and the confirmed nominations of preceding allocation processes (Year + Month + Day Ahead). ELIA sends TenneT a file containing the intraday ATCs for each hour. A final verification process is put in place between Elia and TenneT to be sure that the correct values will be transmitted to the Elbas system.

Aforementioned process describes the current NTC and ATC ID calculation process and is not affected by the NL-BE IDXB project (which aims only at improving the capacity allocation process).

4.3. Submission of ATC values to Elbas

4.3.1. General procedure

In order to enhance the competition between Belgian and Dutch orders, the intraday ATCs must be made available for cross border trading. It has been agreed upon that Elia will provide the available capacity to the Elbas system.

This paragraph describes the reception, the integration and the activation of the intraday ATC values into the database of the Elbas system. The reception, acknowledgement, upload and activation of the intraday ATC values file in the Elbas database (target time: 20h30), allows the Elbas system to match the buy and sell orders under the constraints of the network model.

Once the intraday ATC values have been agreed upon by Elia and TenneT, the process for submitting the values to Elbas can start.

As soon as possible, the ELIA system sends the intraday ATC values via internet mail to the Elbas system to a specific address. The file contains the intraday ATC values for the

NL-BE border in both directions. The operator of the ELIA system sends the ATC values file on behalf of ELIA and TenneT.

All intraday ATC values for each border in both directions are automatically uploaded in the database of Elbas and values can be viewed in the TSO GUI. When the Elbas system receives the intraday ATC values, automatic checks are performed by Elbas. When these checks are successful the Elbas system sends a positive acknowledgement to the ELIA system. After the successful upload of the ATC values, the ELIA operator will have to confirm and activate the intraday ATC for cross border trading by opening the TSO GUI on the Elbas system. The confirmation is done by comparing the values on screen with the values sent. This is schematically represented in Figure 3 below :

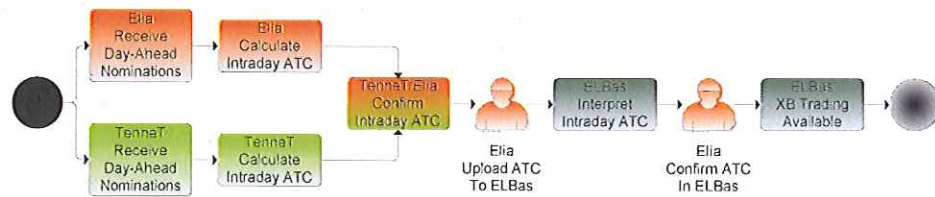


Figure 3 : Submission of ATC values to Elbas

When the values are confirmed, the market participants can visualise the values in the Transmission Capacities screen of Elbas, like shown in Figure 4 below.

Instrument Id	Capacity					
	SWE-FIN	FIN-SWE	SWE-DK2	DK2-SWE	DK2-KT	KT-DK2
PH13060908	1020	980	0	0	1000	1000
PH14060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH15060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH16060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH17060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH18060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH19060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH20060908	1002	998	0	0	1000	1000
PH21060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH22060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH23060908	1000	1000	0	0	1000	1000
PH24060908	1000	1000	0	0	1000	1000

Figure 4 : Transmission Capacities screen in Elbas

If the normal procedure fails for transferring and confirming ATC values, there are two back-up procedures. The first procedure contains an alternative way of data transfer of intraday ATC values from the ELIA system to the Elbas system and the second contains an alternative way to confirm and/or activate the intraday ATC values for cross border trading.

4.3.2. Principle of netting:

All cross border trades done on Elbas are implicitly utilizing cross border capacity. Available cross border capacity for intra-day trading is automatically updated in Elbas after each executed trade. Every time a trade is made, the transmission capacity decreases in the direction of the trade and increases in the opposite direction.

Example:

Initially there is 100 MW of available transmission capacity for both BE → NL and NL → BE. A participant in The Netherlands buys 20 MW from a Belgian participant. This will result in an export of 20 MW from Belgium to The Netherlands, which causes the capacity from BE → NL to decrease to 80 MW. However, at the same time the capacity from NL → BE increases to 120 MW.

4.3.3. Capacity reduction

Elia and TenneT may at any point in time change capacities input to the Elbas system, if so required due to grid circumstances. TSOs have direct access to the Elbas system for this purpose in real time. The capacity can be reduced, or if required put to zero, for security reasons. If no problems are encountered on the grid, all market participants view all orders of both hubs and there is one market. If congestions occur and the capacity is reduced, the number of orders visible to the market participants will be decreased and if this capacity is zero, only national orders will be visible to the market participants and the market is split into two. If the capacity has been reduced by the TSOs the Elbas screen will be automatically updated.

4.3.4. Firmness

The intraday ATC provided by Elia/TenneT to APX-ENDEX and Belpex for the sake of implicit allocation is firm except:

- a. in the situation described in 4.3.3, i.e. Elia and TenneT may at any point in time reduce the non used (remaining) intraday ATC values as show on the Elbas platform
- b. in cases of Force Majeure as explained in more detail in § 4.7.5

Notwithstanding the situation as referred to under b) above, this implies that all cross border trades are firm with respect to the cross border capacity (it being understood of course that the net sum of cross border trades may never exceed the intraday ATC; this is being dealt with/safeguarded by the Elbas trading platform algorithm). Once a trade between two market participants has been concluded on Elbas, the trade is firm. The change of capacity does not affect the cross border transactions that have already been concluded.

4.4. Description of Elbas

The Elbas trading system is the core of this solution. It will enable the actual cross border intraday trading, netting of capacity and generation of concluded trades and net positions for further processing.

4.4.1. General information

Nord Pool Spot AS's Elbas trading system is the world's first intraday trading system operating 24 hours a day, 7 days a week. The system is easy to use and is very reliable (99,9 % uptime during the past years) as a consequence of several years of development. The Elbas market has been in operation in the Nordic Countries since 1999. Initially, the Elbas market covered Finland and Sweden. In August 2004, Eastern Denmark joined the market and Western Denmark in March 2007. The system was launched in the Germany KONTEK area in September 2006 and in January 2007 the whole of Germany joined the market. In 2009, the Elbas market was extended to Norway.

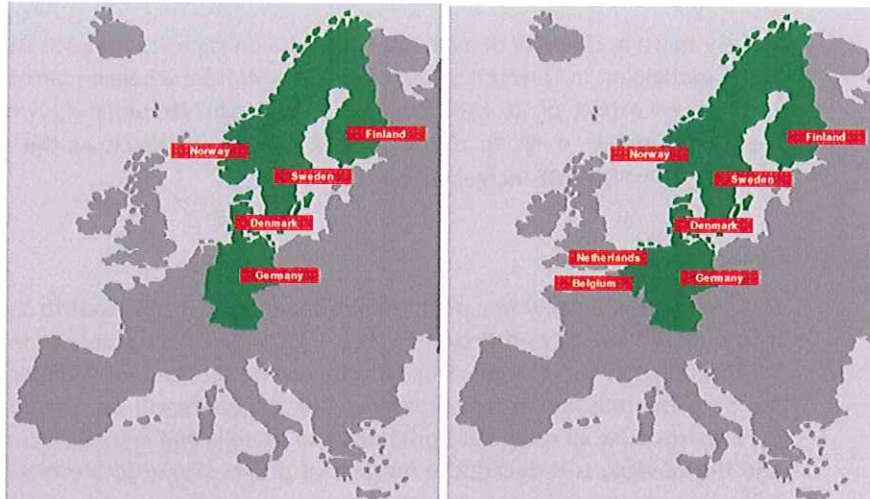


Figure 5 : countries where Elbas is operational (before and after the BE-NL XBID project)

4.4.2. Elbas User Interface

The main window of the system is shown in Figure 6 below. All functionalities in the trading system can be accessed from the menus in the upper part of this window. In the "Customer" -tab, "Market Information" gives price information about the best Bid and Ask Orders available in the market at that moment in time, inclusive bids and offers from other markets up to the intraday ATC. However, the origin of a bid or offer is not shown, i.e. next to the fact that a market participant does not know who is behind a bid or offer (anonymity) he does also not know whether an offer is local or not.

If several orders have the same price, the sum volume is seen in the BQty or AQty – columns. The bids shown in "Market Information" are always the best bids on both Bid and Ask sides. Bids are prioritized in the following order: Price and time, i.e. when the bid was entered into the Order Book.

The "Order Information" columns present OBQty own bid quantity, OBid own bid price, OAQty own ask quantity and OAsk own ask price of the Customer.

The information in the area tab, e.g. SWE differs from the "Customer" -tab in the sense that "Trade Information" presents information for the whole market.

The screenshot shows a software window titled "Enex - COR - TC_ME - 09:52 CEST" with a menu bar (File, Trade, Reports, Identification, Help) and a "Price Information" section. The "Customer" field is set to "SWE". Below this is a table with columns for Instrument, Market Information, Order Information, and Trade Information. The table contains 17 rows of data for instruments PH09060908 through PH24060908. The Market Information columns are BQty, Bid, Ask, and AQty. The Order Information columns are OBQty, OBid, OAsk, and OQty. The Trade Information columns are BQty, BAvgP, SAvgP, and SQty. At the bottom, there is a "Market Message" field showing "17.08.2006 10:19:25" and "THIS IS A TEST SIDE !", along with "Read" and "Refresh" buttons.

Instrument	Market Information				Order Information				Trade Information			
	BQty	Bid	Ask	AQty	OBQty	OBid	OAsk	OQty	BQty	BAvgP	SAvgP	SQty
PH09060908												
PH10060908												
PH11060908												
PH12060908	40	44,10	55,10	10								
PH13060908	40	44,10	55,10	10								
PH14060908	40	44,10	55,10	10								
PH15060908	40	44,10	65,00	50								
PH16060908	10	48,00	55,10	10	10	48,00			10	48,00	48,00	10
PH17060908	10	52,10	55,10	10	10	52,10						
PH18060908	8	52,10	55,10	10	8	52,10			2	52,10		
PH19060908	10	52,10	55,10	10	10	52,10						
PH20060908	20	50,00	55,10	8	20	50,00						
PH21060908	40	44,10	55,10	8								
PH22060908	40	44,10	55,10	10								
PH23060908	40	44,10	55,10	10								
PH24060908	40	44,10	55,10	10								

Figure 6 : Main window in Elbas

4.4.3. Elbas in this project

In the Elbas Trading System, the Belgian and Dutch markets will be implemented as separate market areas next to the already existing areas in the Nordic Elbas trading system. The Trading System shall allow for the data regarding the Belgian and Dutch market areas to be interconnected and to take into account the intraday ATC values on the interconnector on the Dutch - Belgian border calculated by Elia and TenneT (i.e. the available total volume for cross border trades will be constrained by the ATC values in both directions on this border).

Elbas should provide the following means for monitoring and steering the trading process:

- Market surveillance to be performed by the APX-ENDEX Market Operators;
- Automated ATC maintenance monitoring facilities for the APX-ENDEX Market Operators.

Within the context of this solution Elbas will be used to provide the following information:

- Local and cross border trade information. These will need to be provided to the XBID application for further processing every 10 minutes.;
- Order details report(s). The CREG requires such report to be made available by Belpex on a daily basis. Additionally similar information might be required by APX-ENDEX and/or Belpex for (internal) reporting.

4.5. Description of the different products

The Elbas system allows market participants to submit hourly orders and block orders for off-taking or delivering power (bids or offers respectively).

Hourly orders and block orders will have minimum tick sizes of 0.1 € and 1.0 MW at the launch. However since APX-ENDEX and Belpex currently use minimum tick sizes of

0.01 € and 0.1 MW, it has been agreed that Nord Pool will investigate the possibility to change the tick sizes, which would affect its own market participants as well. However on the current TSO systems this will have no impact.

Hourly orders are always concerning one single hour. The orders are matched based on following prioritization criteria:

1. Price of the order
2. Time when the order was left on the market

The Elbas system allows for matching of orders with countering order(s), provided that limit price conditions are fulfilled, in accordance with the following high level specifications:

- In case there are two orders with identical prices, the order that was submitted first on the trading platform, will be prioritized. The volumes of the orders have no impact on the prioritization. In case the limit prices are overlapping each other, the matching price will be the limit price of the offer, which was left on the market first;
- Considering a situation where e.g. a seller has left an order on the market with a lower asking price than that of the best purchase order, the price is settled according to the order, which was left first on the market. An example would be: Buyer offers 50 € for a purchase of 1 MWh. A seller submits its offer after the purchase order was already submitted on the trading platform with an asking price of 30 €/MWh. The matching price of the contract will be 50 € since the purchase order was submitted on the trading platform first. Same logic applies also vice versa, if a seller has submitted an order with a 30 € limit price on the trading platform and a buyer enters a purchase offer with 50 €/MWh limit price, the contract will be matched with the 30 € limit price since the offer was submitted on the trading platform first;
- The hourly offers may be matched partially and for example, one sales offer can have several countering purchase offers;
- The capacity management module of the CBI Trading System constraints the executable cross border trades. If there exists any route via available interconnections from any market area to another, cross border trades may happen;
- Elbas also allows cross border trades through different hubs on the same time. On the Belgian-Dutch border this option can of course not be used but the principles are: in case there are several routes via available interconnections from one area to another area, the route, which goes through the least amount of different connections, is chosen. In case there is exactly the same amount of connections for two or more routes, the route is chosen randomly.

A block bid is an aggregated bid for several consecutive hours with a fixed bidding price and volume. A block bid must be accepted in its entirety; if accepted the contract covers all hours and the volume specified in the bid. A block bid can consist of all hours open for trading. The minimum length of a block bid is one hour. A block bid made for one hour differs from the ordinary hourly bid in the sense that the block is "all or none", whereas ordinary hourly bids also can be accepted partly.

Block orders can only have one countering block order in the matching process and the fill or kill requirement means that each of the following criteria must be fulfilled before a trade can happen:

- The prices of the two block offers must match with each other;
- The quantities of the two block offers must be exactly equal; and
- The hours within the two block offers must be exactly the same.

4.6. The XBID application

The XBID application is an application with two main functionalities:

1. It acts as a translation layer between Elbas and EuroLight. It translates the trade information coming from Elbas in such a way that it can be used in EuroLight for further processing. The XBID application should provide the following key features:

- Translation of local trades
- Splitting up and translation of cross border trades
- Provide the new trades to EuroLight
- Provide a monitoring and control GUI of the translation process
- Configuring static data needed for the translation process

2. It takes care of the cross border nominations as well as the necessary local hub nominations between the exchange and the shipper.

This application needed to be built as part of this project.

4.7. Gate system and nominations at the TSOs

4.7.1. General

The explicit pro-rata capacity auction mechanisms on the Dutch-Belgian border will be replaced by an implicit intraday allocation mechanism, however most of the underlying systems and procedures will be re-used. While fully transparent for the market parties (who will not notice the underlying re-utilisation of the current gate infrastructure) this is motivated by the overall approach of the NL-BE IDXB project: quick implementation with modest efforts.

The current explicit mechanism has only 6 nomination gates in operation. The number of gates for the implicit intraday system will be switched from 6 to 12 gates, so a gate every 2 hours. The aim of this section is to provide a detailed description of all the processes between ELIA and TenneT, to describe the gate system in place at the TSOs and how the nominations are dealt with.

Each gate contains different phases and deals with all the remaining hours of the day (i.e. the delivery period). For the sake of convenience, delivery periods can only start on an hourly basis. The different phases are:

1. Cross border trading on the Elbas platform by the market participants will start based on the confirmed intraday ATCs and will be continuously possible until the beginning of the nomination gate;
 - a. Cross border trading is possible until 1h30 or 2h30 before the beginning of the delivery period;
 - b. Trading on the Belgian hub is possible until 5 minutes before the beginning of the delivery period;

- c. Trading on the Dutch hub is possible until 1h30 before the beginning of the delivery period.
2. Nominations to the TSOs.
- a. Cross border nominations by APX cross border shipping agent: TSOs must receive nominations following the gate system in place (ex-ante);
 - b. Hub nominations in Belgium by Belgian market participants: ELIA must receive nominations before 14h00 D+1 (ex-post);
 - c. Hub nominations in the Netherlands by Dutch market participants: TenneT must receive nominations 1 hour before the delivery period (ex-ante).

4.7.2. The gates

The new implicit allocation of intraday cross border capacity on the BE-NL border has a 12-gate nomination scheme. The different gates are shown in Table 1 below. In general the end of the nomination gate is one hour before the start of the delivery period.

Gate Hour ("H")	Door Opened at	Door Closed at	Scope of the gate
21	21h00	22h00	next day (00h -> 24h)
23	23h00	00h00	next day (01h -> 24h)
01	01h00	02h00	current day (03h -> 24h)
03	03h00	04h00	current day (05h -> 24h)
05	05h00	06h00	current day (07h -> 24h)
07	07h00	08h00	current day (09h-> 24h)
09	09h00	10h00	current day (11h -> 24h)
11	11h00	12h00	current day (13h -> 24h)
13	13h00	14h00	current day (15h -> 24h)
15	15h00	16h00	current day (17h -> 24h)
17	17h00	18h00	current day (19h -> 24h)
19	19h00	20h00	current day (21h -> 24h)

Table 1 : Gate system at the TSOs

The table above is explained with an example for Gate 05:

The scope of this gate 05 is a trade which has been concluded between 03h30 and 05h30 regarding the delivery period from 7h00 till 24h00. For example, cross border nominations for any trade regarding the hours "07h00-08h00" and "08h00-09h00", should be submitted to the TSOs at the latest at gate 05. This means that cross border nominations should arrive at both TSOs at 06h00 at the latest.

4.7.3. Trading schema by the market participants

The implicit intraday trading system allows for cross border and local trading. The point in time the trading ends depends on the kind of energy trade (local or cross border trade) and the local hub.

Belpex local trading closes 5 minutes before the delivery period and APX-ENDEX local trading closes 1h30 before the delivery period.

Cross border trading on the Elbas platform is continuously possible and closes 1h30 or 2h30 before the beginning of the delivery period, depending on the starting hour of the delivery period, as explained in detail in the next paragraphs.

Due to fact that the nomination gate structure at the TSO side is kept, trades can only be concluded on the Elbas Platform until a certain timeframe before the next gate closure. After the (cross border) trading on Elbas, the nominations need to be submitted to the TSOs. The period after the nomination deadline and the start of the delivery is defined as "the neutralization time", which is a kind of waiting time.

Example for gate number 05:

As mentioned before, if a participant wants to conclude a trade for the hours "07h00-08h00" and "08h00-09h00" the cross border nominations need to be submitted to the TSOs at the latest at gate 05, which means that cross border nominations should arrive at 06h00 at the latest.

Once a trade has been concluded on Elbas, it needs to be transferred to EuroLight and nominated at the TSOs. This process of transferring and nominating will be performed by APX-ENDEX operator and takes maximum 30 minutes.

This means that for the hour "07h00-08h00" a trade can be concluded until 5h30 at the latest, which is 1h30 before the delivery.

Since a trade for the hour "08h00-09h00" should be nominated at the latest at the same gate number 05, this means that a trade must be concluded also at the latest until 5h30, which is 2h30 before the delivery.

Until the nomination period starts, cross border trading and thus competition between Belgian and Dutch orders is possible. The Elbas platform reduces / nets the intraday ATC with the volumes traded and will only show on the platform deals remaining within the ATC available. After the cross border trading is ended, only local orders are visible for the market participants until local trading ends.

All these principles are shown in Figure 7.

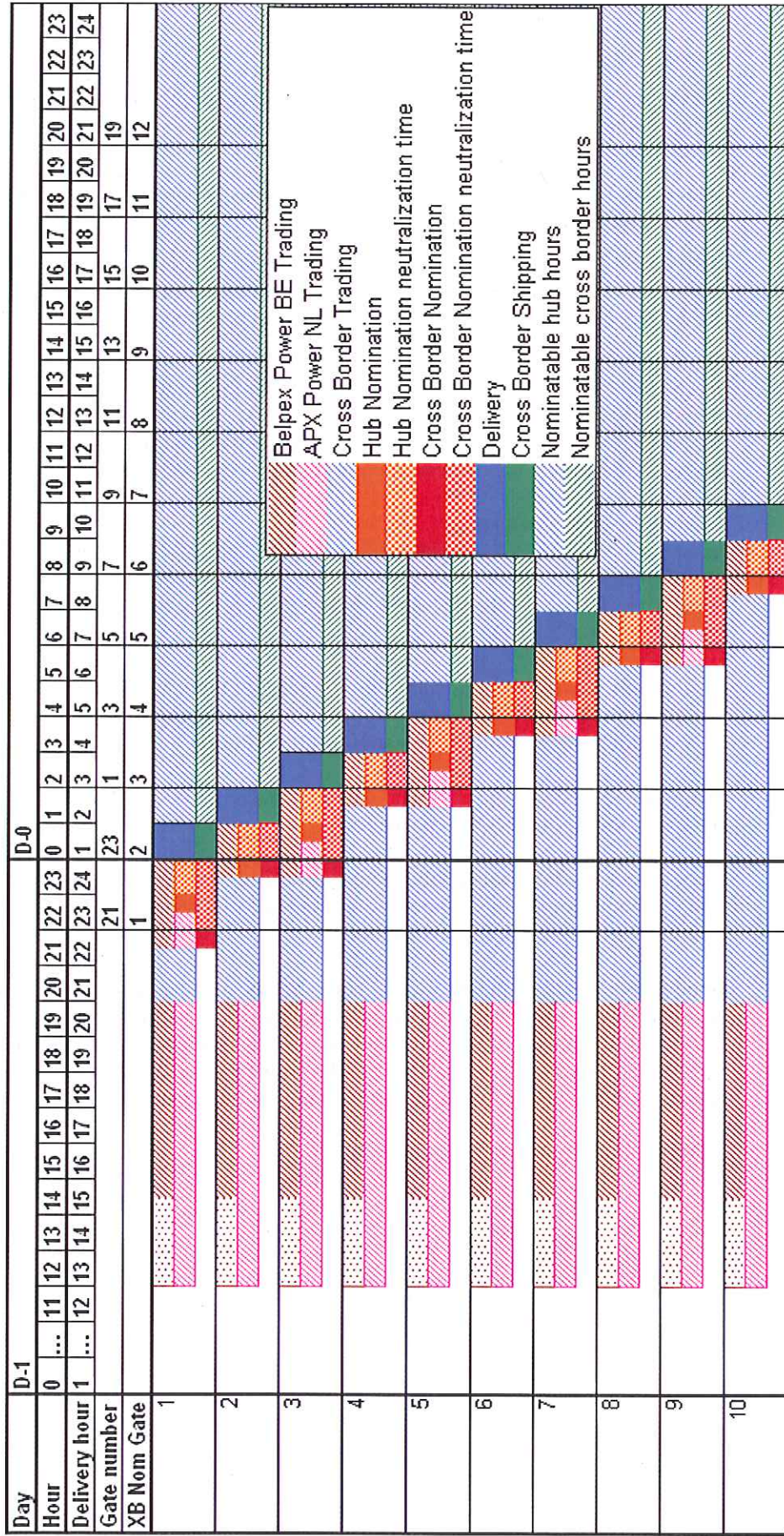


Figure 7 : 12-gate nomination scheme

4.7.4. Nominations to the TSOs

The purpose of this paragraph is to describe the required cross border and hub nominations to the TSOs.

As all cross border trades done on Elbas are implicitly utilizing cross border capacity, it has been decided that, as for the CWE day ahead market coupling, the cross border shipping will be organized by the clearing house of the power exchanges, i.e. APX-ENDEX Clearing will be the cross border shipper (hereafter XB-shipper).

The XBID application will keep data on all transactions until just before the next gate closure for cross border nomination at ELIA and TenneT side (local nomination is every 10 minutes continuous for TenneT), at which point APX-ENDEX and Belpex will send the netted cross border nominations to TenneT and ELIA respectively. Matching of the netted nominations will be executed by ELIA and TenneT.

The market participants are only obligated to report the trades done on Elbas to their local Transmission System Operator as an internal hub nomination against its local power exchange.

Following examples show the hub and cross border nominations to be performed in case of:

- An export from Belgium into the Netherlands (Figure 8)
- An export from the Netherlands into Belgium (Figure 9)

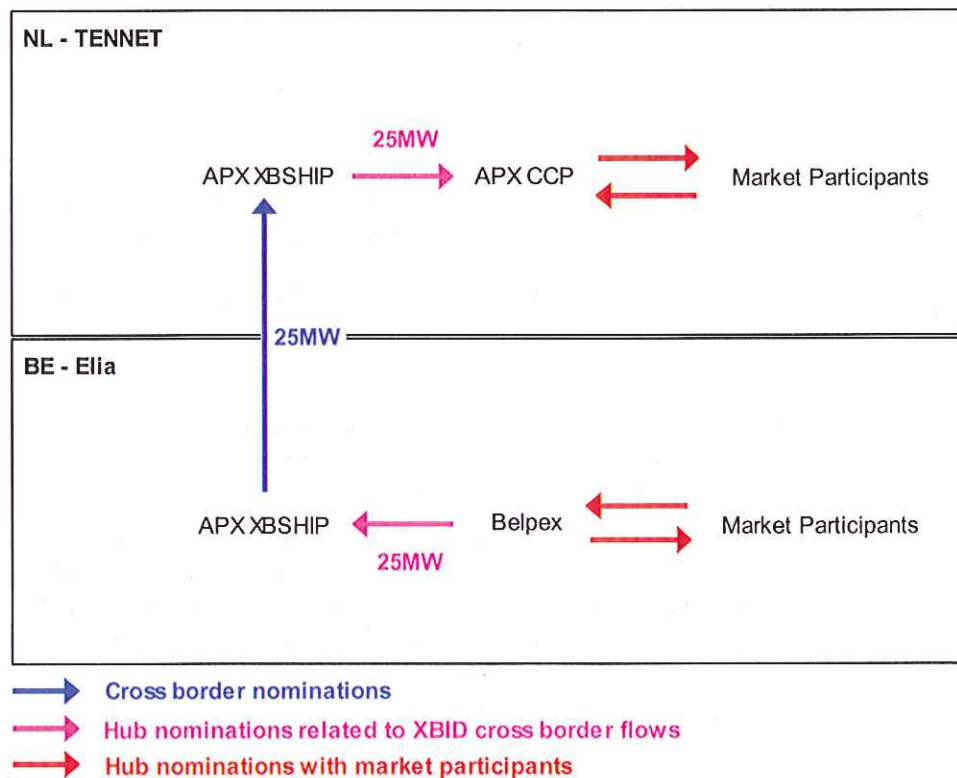


Figure 8 : Scenario where there is a flow from BE to NL.

The situation for Figure 8 is described below. In Belgium and in the Netherlands, market participants sell and buy energy to and from respectively Belpex and APX-ENDEX. The XB-shipper will receive 25 MW from Belpex by means of an internal HUB nomination in Belgium and transfers it over the border from Belgium to the

Netherlands. In the Netherlands, the XB-shipper transfers 25 MW to APX-ENDEX Clearing.

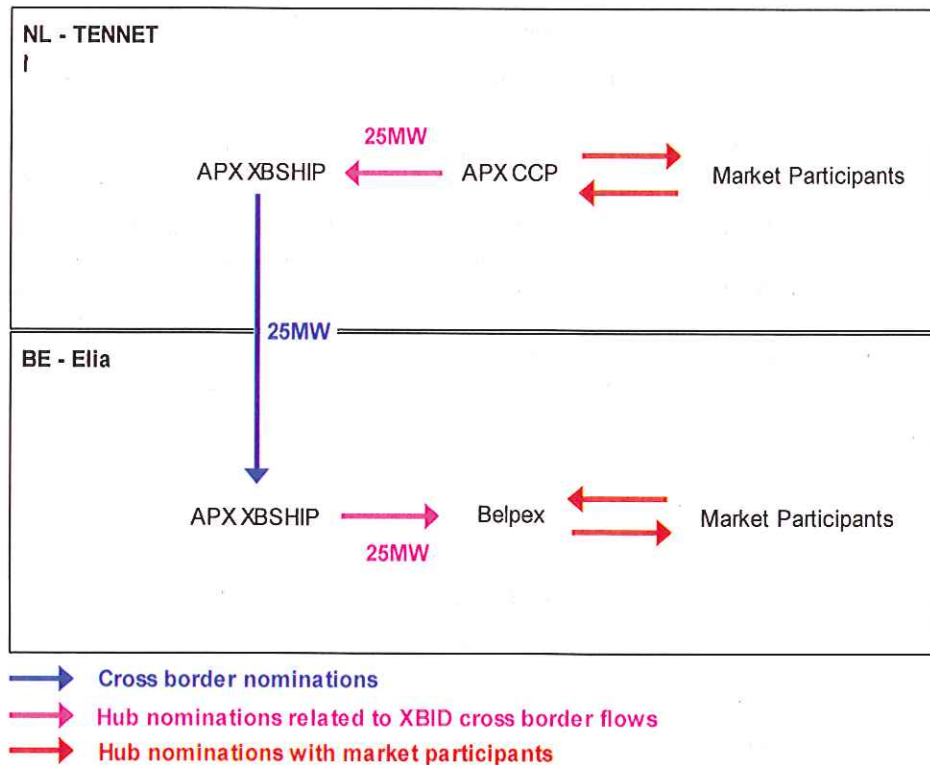


Figure 9 : Scenario where there is a flow from NL to BE.

The situation for Figure 9 is described below. In Belgium market participants will buy energy from Belpex. In The Netherlands market participants will sell energy to APX CCP. The cross border shipper obtains 25 MW from APX-ENDEX Clearing and transfers it from the Netherlands to Belgium. In Belgium, the XB-shipper transfers 25 MW to Belpex.

The market participants nominate hub nominations against their local power exchange on the Belgian and Dutch hub at respectively 14h00 D+1 (ex-post) and 1 hour before delivery period (ex-ante).

Since balancing arrangements prescribe at TenneT side that market participants need to submit a complete daily schedule per gate (including the differences), the hub nominations need to be sent in ex-ante, they are an update of the last version of the previously submitted hub nominations, meaning that the total positions for the day are reflected with the earlier version(s) and volumes.

Because on the Belgian hub the market participants can submit the ID hub nominations ex-post until D+1 14h00, market participants can choose to wait until the delivery day has finished, for sending in the final values at Elia.

These Hub nominations should be balanced with the Hub nomination of Belpex or APX-ENDEX Clearing.

The XB-shipping agent, APX-ENDEX Clearing, will take care of the cross border nominations. In Belgium, the cross border shipper nominates on the Belgian hub with as counterparty Belpex and an export or import nomination. In the Netherlands, the

cross border shipper nominates on the Dutch hub with as counterparty APX-ENDEX Clearing and an import or export nomination. For the cross border intraday nomination, it concerns a new nomination for every gate (= delta with previous cross border nomination). The netted NL-BE cross border nomination will be transmitted to TenneT and ELIA by the XB-Shipper. Matching of the netted nominations will be executed by ELIA and TenneT. The confirmation for the cross border nomination will only be received after the nomination matching between ELIA and TenneT, according their internal procedures in this respect.

4.7.5. Firmness of nominations

As briefly explained in § 4.3.4, Elia and TenneT will accept cross-border nominations as a result of cross border trades from APX-ENDEX Clearing CCP, provided that the value of these does not exceed the value of the intraday ATC put at the disposal of APX-Endex and Belpex for the sake of implicit continuous allocation.

As for nominations in respect to long term of day-ahead capacities, nominations are firm, except in case of Force Majeure. In accordance with Art. 6 (2) of Regulation (EC) N° 1228/2003 the TSOs will deploy, within the requirements/imperatives of grid operational security, operational measures such as countertrading and/or redispatch measures to assure the firmness of nominations. The TSOs herewith assume that the costs which may arise to assure the firmness of these nominations (i.e. to guarantee the actual availability of the allocated capacity) can be recovered by the congestion revenue following section (6a) of the same Art. 6 of Regulation (EC) N° 1228/2003.

In situations of Force Majeure where for system security reasons firmness of nominations is affected the TSOs will:

- o Either curtail intraday, day ahead, and long term capacity pro rata⁵
- o And/or curtail injections and/or loads in the respective control areas, as needed in the framework of emergency or defense plan measures and in accordance with the contracts governing the relations between balancing parties and TSOs.

In its function as XB-shipper, APX-ENDEX Clearing will buy/sell energy across the border, and will perform the cross border nominations at the TSOs. In this respect the clearing house performs a task in the general interest of implicit capacity allocation and hence may not be financially impacted as a consequence of curtailment of nominations.

In case the balance perimeter of the XB-shipper is affected as a consequence of curtailment of nominations, TSOs will not send an imbalance invoice/credit note, hence assuring "financial firmness".

4.8. Settlement

Settlement of transactions concluded in the Dutch and Belgian market areas within Elbas, will be settled by APX-ENDEX Clearing under existing clearing and settlement arrangements. Upon conclusion of transactions by market participants, APX-ENDEX Clearing becomes the central counterparty. As transactions give rise to almost instant delivery obligations, transactions are fully collateralized, where all Members are required to deposit collateral in the form of Cash or Bank Guarantee, in excess of outstanding exposures at all times. Transaction will be financially settled daily, as part

⁵ In line with article 2.08 (a) of the CWE long term auction rules

of the standard payment processes in place between APX-ENDEX Clearing and its clearing members.

Transactions giving rise to delivery or off-take in The Netherlands are notified to TenneT by APX-ENDEX (and market participants). Transactions giving rise to delivery or off-take in Belgium are notified to Elia by Belpex (and market participants)..

4.9. Publication of transaction data

The Elbas trading system provides market participants (and those having applied for view access) with real-time information regarding amongst others transacted prices and volumes, market depth (non-executed bids and offers) and available cross border capacities. All this data is anonymous, except where e.g. transaction data concerns a market participant's own transactions.

The data disseminated by the Elbas trading system is as well available by means of a number of customer reports that can be exported in support of a market participant's internal processing of transactions.

General trading statistics and available cross border capacities will furthermore be published on the websites of APX-ENDEX, Belpex and Nordpool Spot.

Furthermore, the EuroLight system operated by APX-ENDEX and Belpex stores all transaction data, where it will be accessible to clearing participants via existing facilities and protocols.

Elia publishes the intraday ATC values for the first gate on the joint Elia-TenneT website. After the delivery day the total volumes per hour of the cross border nominations on intraday capacity are published. TenneT will also publish all intraday ATC values.

4.10. Fallback arrangement

The Elbas platform has been used in the Nordic area since 10 years and has proven that it is a very reliable system. The uptime of the Elbas system is 99.9%.

Furthermore, the project partners have put in place several back up procedures covering the different stages/processes of the allocation process as described in this note to swiftly deal with technical issues. A list of the procedures and the different backup procedures can be found in annex 2.

For this reason it has not been judged opportune to implement an additional fallback mechanism. This is in line with the current practice.

5 Contractual architecture for the Market Participant

To be able to participate to this intraday allocation mechanism on the Elbas platform and to be able to nominate the transactions to the TSOs, a market participant needs

- on the Belgian hub:
 - o to have an ARP-contract concluded with Elia
 - o to be a Participant at Belpex
- on the Dutch hub:
 - o to have an PV-contract concluded with TenneT
 - o to be a Participant at APX-ENDEX



Figure 10 : Contractual architecture for the Market Participant

The INB rules which were put in place for the explicit intraday allocation on the Belgian-Dutch border since May 2009 are stopped as from the launch of this new implicit intraday mechanism.

6 Governance principles between the Project Parties

6.1. Project phase

6.1.1. Contracts

Between the project parties the following contracts have been concluded:

1. All party Initiation/Project agreement (APX-ENDEX, Belpex, Elia, TenneT) :

The purpose of this Agreement is to set forth the main terms and conditions for cooperation between the project parties for the design and implementation of the NL-BE IDXB project, in particular regarding the roles and responsibilities incumbent on the project parties in this respect and the settlement of financial aspects thereof.

2. Project cost recovery agreements between ELIA and Belpex on one side and TenneT and APX-ENDEX on the other side :

The purpose of this Agreement is to set the terms and conditions under which the TSOs shall reimburse the costs incurred by APX-ENDEX and Belpex in respect of the works performed for the set up of NL-BE IDXB project.

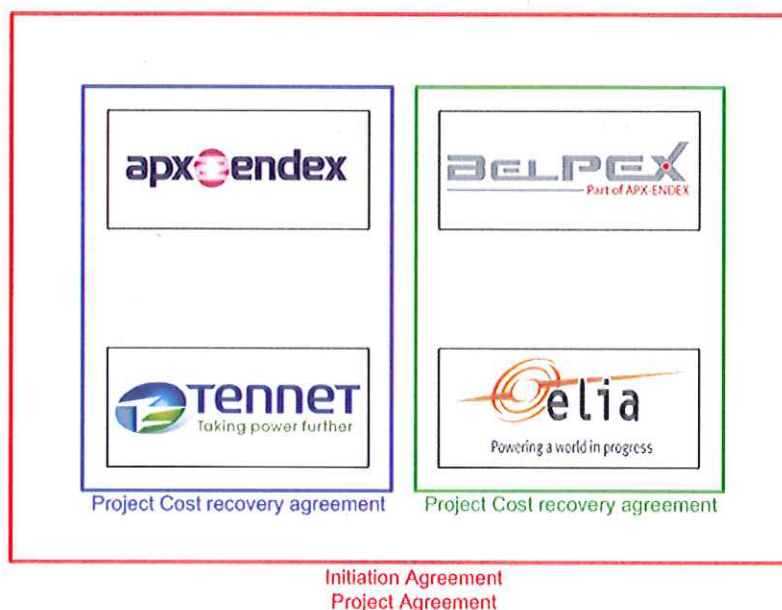


Figure 11 : Contracts in the project phase

6.1.2. Cost recovery/sharing principle

Nature of costs

Design phase : project organization; costs related to design and specification work, legal and governance principles; meetings, document review

Implementation phase: Investment in systems (development, licensing, testing) needed for the PXs to grant the implicit capacity allocation service to Elia and TenneT, set up costs for processes, costs related to legal agreements or procedure drafting

Cost sharing principle

Design and implementation costs are shared 50/50 between Elia and TenneT.

6.2. Operations phase

6.2.1. Contracts

1. All party Operations Agreement (APX-ENDEX, Belpex, Elia, TenneT) :

The purpose of this contract is to set out the roles and responsibilities of the TSOs and PXs with the respect to the implicit capacity allocation service granted by APX-ENDEX and Belpex to Elia and TenneT as described in this note. The all party operations agreement determines furthermore the operational costs related to the implicit capacity allocation service.

2. Operations cost settlement agreements between ELIA and Belpex on one side and TenneT and APX-ENDEX on the other side :

The purpose of these Agreement is to set the out the payment terms and conditions under which Elia, respectively TenneT, will pay the to Belpex and APX-ENDEX the costs related to the operations of the implicit allocation services, as outlined in the All party Operations Agreement.

3. A service agreement between Belpex and APX-ENDEX and NordPool Spot and NordPool Finland for the Elbas system/license :

The purpose of this Agreement is to set forth the terms and conditions on basis of which NordPool shall (i) put at disposal of Belpex and APX-ENDEX the Elbas trading system adapted to take into account the requirements for the Belgian and Dutch intraday and (ii) provide related services such as the maintenance, help desk and hosting services.

On basis of this agreement, Belpex and APX-ENDEX are granted a sub-license to use the Elbas system (as adapted) for the operation of the cross border intraday market on the NL-BE border. This sub-license includes the right to make available to Elia and TenneT the functionalities necessary for ELIA and TenneT to view and adapt the intraday ATC related to the NL-BE border.

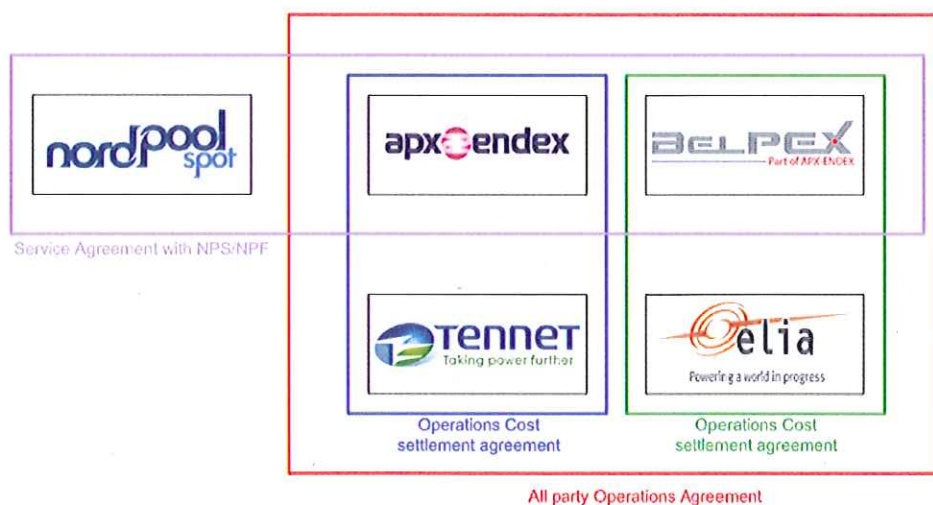


Figure 12 : Contracts in the operations phase

6.2.2. Cost recovery/sharing principle

Nature of costs

Power exchange costs related to the operation and maintenance of systems with respect to the implicit allocation mechanism, as determined in the all party Operations Agreement.

Cost sharing principle

Operations costs are shared 50/50 between Elia and TenneT.



Dear Madam,
Dear Sir,

As previously announced, APX-ENDEX, Belpex and Nord Pool Spot have signed a Principles of Cooperation to work together to develop and establish an integrated cross-border intraday market for Belgium and the Netherlands, based on the proven Elbas technology.

In order to duly inform the Belgian and Dutch market participants on the details of this project as well as the contractual and operational changes they imply for the Belgian and Dutch wholesale market organization, APX-ENDEX, Belpex, Elia and TenneT have joined forces and are happy to invite you to an information session about the upcoming cross-border intraday solution. The meeting will be open to all APX-ENDEX' and Belpex' participants and other interested market parties.

The meeting will recall the overall design of the implemented solution, but will also focus on the operational, contractual and financial impacts for a market player.

The agenda can be found below:

10h30 – 11h00	Arrival – Welcome
11h00 – 11h10	Introduction
11h10 – 12h00	Overall design of the solution and operational impacts <ul style="list-style-type: none">○ Process description<ul style="list-style-type: none">○ General○ ATC calculation○ Elbas trading platform○ Tradable products○ Timeline○ Nomination at TSOs
12h00 – 13h00	Demo of Elbas
13h00 – 13h15	Q&A
13h15 – 14h00	Lunch
14h00 – 14h10	Planning
14h10 – 14h30	Contractual impacts <ul style="list-style-type: none">○ Market Rules APX-ENDEX○ Market Rules & Procedures Belpex○ Impact on ARP-contract Elia○ Impact on PV-contract TenneT
14h30 – 14h40	Price boundaries
14h40 – 15h00	Transparency Member Testing Overview of persons to contact
15h00 – 15h20	Q&A
15h20	Conclusion

The meeting will take place on Wednesday 20th of October 2010, from 10h till 16h, at Elia's headquarters, Boulevard de l'Empereur 20, 1000 Brussels.

Yours sincerely,

APX-ENDEX, Belpex, Elia, TenneT and Nord Pool Spot