



VERSION NON CONFIDENTIELLE

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

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ

DECISION

(B)051201-CDC-494

relative à la

'demande d'approbation de la proposition de la S.A. Elia System Operator relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique'

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

Le 1^{er} décembre 2005

INTRODUCTION

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

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

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

La proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion applicables à la frontière franco-belge et aux méthodes d'allocation de capacité à cette frontière a été notifiée par Elia, par courrier du 28 octobre 2005 (reçu par porteur avec accusé de réception à la même date) à la CREG. Le dossier introduit par Elia comprend trois documents : les « Règles d'Allocation des Capacités sur l'Interconnexion France-Belgique (Règles IFB) », une note d'accompagnement « Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique » et une étude de la société Convergence du 23 septembre 2005 intitulée « Analyse des pratiques européennes en matière de limitation de la réservation de capacité d'interconnexion – Synthèse de l'expérience étrangère ».

La lettre adressée par Elia le 22 novembre 2005 à la CREG ainsi que ses annexes, font partie intégrante de la proposition.

La présente décision porte uniquement sur les méthodes de gestion de la congestion et d'allocation de capacité proposées pour la frontière France-Belgique, une décision distincte et similaire portera sur les méthodes proposées pour la frontière Belgique-Pays-Bas.

La présente décision examine notamment le sort réservé aux contrats historiques au niveau de l'interconnexion France-Belgique.

Parallèlement à la proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion et d'allocation de capacité, introduite par Elia le 28 octobre 2005, Elia a, en application de l'article 6 du règlement technique, notifié à la même date pour approbation à la CREG des modifications aux conditions générales des contrats de responsable d'accès (ARP) qui, selon elle, sont motivées par la mise en place du mécanisme proposé d'enchères explicites sur l'interconnexion France-Belgique. La CREG a ainsi adopté, le 17 novembre 2005, la décision (B)051117-CDC-492 relative à la modification des conditions générales contenues à l'article 12.2.3, à l'article 13 et à l'annexe 1 des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau (ci-après : décision du 17 novembre 2005). Etant donné la relation étroite existant entre les deux décisions, et vu que la présente décision a des conséquences au niveau des conditions d'approbation imposées dans la décision du 17 novembre 2005, la présente décision introduit également un amendement à la décision du 17 novembre 2005.

La présente décision est organisée en six parties. La première partie est consacrée au cadre légal. La deuxième partie expose les antécédents de la décision. La troisième partie examine le sort réservé aux contrats historiques. La quatrième partie analyse la conformité des méthodes d'allocation de capacité et de gestion de la congestion proposées à la frontière France-Belgique à la législation tant belge qu'européenne et aux éléments d'appréciation qui s'en dégagent. La cinquième partie concerne la décision du 17 novembre 2005 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès. La sixième partie, enfin, contient la décision proprement dite.

La présente décision a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 1^{er} décembre 2005.

I. CADRE LEGAL

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

1. La directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et abrogeant la directive 96/92/CE (ci-après : la directive 2003/54/CE), prévoit en son article 9.e) une obligation générale selon laquelle le gestionnaire de réseau est tenu de garantir la non-discrimination entre utilisateurs ou catégories d'utilisateurs du réseau, notamment en faveur de ses entreprises liées.

La directive 2003/54/CE insiste particulièrement sur le principe de l'accès non discriminatoire au réseau de transport en son article 20.1 qui dispose que les Etats membres veillent à ce que soit mis en place, pour tous les clients éligibles, un système d'accès des tiers aux réseaux de transport et de distribution. Ce système, fondé sur des tarifs publiés, doit être appliqué objectivement et sans discrimination entre les utilisateurs du réseau.

L'article 23.1.a), de la directive 2003/54/CE concerne les autorités de régulation et prévoit qu'elles doivent au minimum être chargées d'assurer la non-discrimination, une concurrence effective et le fonctionnement efficace du marché en ce qui concerne les règles relatives à la gestion et à l'attribution de la capacité d'interconnexion, en concertation avec les autorités des Etats membres avec lesquels il existe des interconnexions.

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

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

3. L'article 5 du 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 (ci-après : le règlement n°1228/2003) détermine les informations sur les capacités d'interconnexion. Son point 3 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport publient des estimations de la capacité de transfert disponible pour chaque jour, en indiquant toute capacité disponible déjà réservée. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue de la capacité disponible.

4. L'article 6 du règlement n°1228/2003 détermine les principes généraux de gestion de la congestion.

L'article 6.1 précise que les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés.

En outre, cet article précise également que les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.

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.

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.

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.

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.

L'article 6.6 du règlement n°1228/2003 concerne les recettes résultant de l'attribution de capacité d'interconnexion. Il précise que cette recette peut notamment être utilisée pour la garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée.

5. L'article 9 du règlement n°1228/2003 prévoit que les autorités de régulation doivent veiller au respect du règlement et des orientations adoptées sur base de son article 8 et, le cas échéant, coopérer entre elles et avec la Commission afin de répondre aux objectifs visés par le règlement.

6. L'annexe de ce règlement n°1228/2003 (ci-après : annexe du règlement) précise les orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux.

Dans le volet généralités, il est stipulé au point 3 que 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, est maintenue à un minimum lors de la conception des règles des méthodes spécifiques pour la gestion de la congestion. La méthode d'attribution de la capacité de transport limitée doit être transparente, et pour toute différence dans la façon dont les transactions sont traitées, il convient de démontrer qu'elle

n'entraîne pas de distorsion de concurrence et ne gêne pas le développement de la concurrence.

Le volet de l'annexe du règlement relatif aux principes régissant les méthodes de gestion de la congestion prévoit, en son point 2, que le redéploiement coordonné transfrontalier de la production ou les échanges de contrepartie (*cross-border co-ordinated redispatching or counter trading*) peuvent être utilisés conjointement par les gestionnaires de réseau concernés. Les frais que les gestionnaires de réseau engagent dans des échanges de contrepartie ou des rappels doivent être raisonnables.

Le volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites précise, au point 1, que le système de vente aux enchères doit être conçu de telle sorte que toute la capacité disponible soit offerte au marché. Cela peut être fait en organisant une vente aux enchères agrégée dans laquelle les capacités sont vendues aux enchères pour des durées différentes et avec différentes caractéristiques (par exemple, en ce qui concerne la fiabilité attendue de la capacité disponible en question).

Le point 2 de ce même volet précise que la capacité d'interconnexion totale est offerte dans une série de ventes aux enchères qui, par exemple, pourraient être tenues tous les ans, tous les mois, chaque semaine, chaque jour ou plusieurs fois par jour, selon les besoins des marchés concernés. Chacune de ces ventes aux enchères attribue une fraction prescrite de la capacité de transfert disponible, plus toute capacité restante qui n'a pas été attribuée lors des ventes aux enchères précédentes.

Le point 3 du même volet prévoit notamment que les procédures de vente aux enchères explicites doivent être conçues de façon à permettre à des soumissionnaires de participer également aux sessions quotidiennes de tout marché organisé (c'est-à-dire bourse d'électricité) dans les pays concernés.

Le point 4 du volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites stipule que les flux d'énergie dans les deux directions sur les lignes d'interconnexion encombrées sont en principe compensés afin de maximiser la capacité de transport dans la direction de la congestion.

Le point 7 du volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites stipule que pour ne pas risquer de créer ou d'aggraver des problèmes relatifs à une position dominante d'un ou de plusieurs opérateurs du marché, le plafonnement de la quantité de capacité qui peut être achetée/possédée/utilisée par tout acteur individuel du marché dans une vente aux enchères est sérieusement considéré par les autorités de régulation compétentes lors de la conception des mécanismes d'une vente aux enchères.

Le point 8 du volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites stipule que pour promouvoir la création de marchés de l'électricité liquides, la capacité achetée à une vente aux enchères est librement commercialisable jusqu'à ce qu'il soit notifié au gestionnaire de réseau que la capacité achetée sera utilisée.

I.3. Les nouvelles « Congestion management guidelines »

7. La Commission européenne, faisant application de l'article 8(4) du règlement n° 1228/2003, a entrepris de procéder à la modification de l'annexe du même règlement n°1228/2003 relative aux orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux. Une nouvelle version de l'annexe devrait en principe être disponible début 2006. En l'absence d'un texte définitif de la Commission européenne à ce sujet, il sera tenu compte dans la présente décision du document élaboré par ERGEG¹ intitulé « Guidelines on Congestion Management » (ci-après : nouvelles lignes directrices) à la demande de la Commission européenne et transmis à celle-ci fin juillet 2005 en tant qu'avis officiel, et ce bien que ce document ne soit pas à proprement parler juridiquement contraignant. Puisque l'on peut s'attendre à ce que les principes figurant dans ce document soient repris par la Commission européenne dans son texte officiel, il serait en effet peu constructif de ne pas le prendre en considération dans le cadre du présent examen.

¹ European Regulators Group for Electricity and Gas. Ce document, qui date du 18 juillet 2005, est disponible à l'adresse Internet suivante : www.ergreg.org.

Une interprétation de ces lignes directrices est fournie au chapitre relatif à l'élaboration des éléments d'appréciation (voir IV.2.). Les dispositions pertinentes de ces nouvelles lignes directrices qui ne sont aujourd'hui disponibles qu'en anglais, sont fournies ci-après à titre indicatif en français. Le texte original en anglais est repris en bas de page.

«

1. UTILISATION EFFICACE DE LA CAPACITE DE TRANSPORT DISPONIBLE²

...

1.2. Quand les transactions prévues ne sont pas compatibles avec la sécurité opérationnelle du réseau, les gestionnaires de réseaux lèveront les congestions en respectant la sécurité opérationnelle du réseau et en gardant à l'esprit que les coûts associés restent à un niveau économiquement efficace, par exemple au moyen d'un redéploiement coordonné (« *redispatching* ») curatif ou de « *countertrading* » dans le cas où d'autres mesures de coût inférieur ne peuvent pas être appliquées.

...

1.8. Les gestionnaires de réseaux optimiseront la mesure selon laquelle la capacité est ferme - en tenant compte des devoirs et obligations des gestionnaires de réseaux concernés et des devoirs et obligations des acteurs du marché – afin de faciliter une concurrence efficace.

1.9. Les méthodes de gestion de la congestion qui devront être appliquées par les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs du réseau concernés devront être coordonnées de manière à pouvoir être organisées sur base d'un horaire commun sur les marchés (régionaux, ou plus large UE) affectés, afin d'être le plus efficaces conformément à l'article 6 (4.5).

...

1.12. Un usage efficace des capacités transfrontalières nécessite que les capacités non utilisées et non allouées soient soit commercialisées au travers d'un marché secondaire, soit rendues disponibles pour une réaffectation et que la procédure d'allocation prenne en compte différents horizons temporels. La réaffectation peut se faire soit par le détenteur de la capacité avant l'heure de la nomination correspondante, ou par le gestionnaire de réseau après ce moment. Pour permettre une

2 1. EFFICIENT USE OF AVAILABLE TRANSMISSION CAPACITY

1.2. In case the scheduled commercial transactions are not compatible with secure network operation, the TSOs shall alleviate the congestion complying with the grid operational security while bearing in mind that any associated costs are at an economically efficient level, for example through curative redispatching or countertrading in case other lower cost measures cannot be applied....

1.8. TSOs shall optimise the extent to which capacity is firm – having regard to the obligations and rights of the TSOs involved and the obligations and rights of market parties – in order to facilitate effective and efficient competition.

1.9. The congestion management procedure to be followed by the TSOs and network users involved shall be coordinated so that it is carried out on a common timetable across the affected (regional or wider, EU) markets, in order to be most effective in line with Article 6(4,5).

1.12. Efficient use of cross-border capacity entails that all unused and non allocated capacity will either be traded on a secondary basis or be made available for re-assignment and that the allocation procedure shall take into account different time horizons. Re-assignments can be made either by the owner of the capacity before the relevant nomination deadline, or by the TSO after the relevant nomination deadline. In order to allow the TSO to re-assign the unused capacity, market participants shall inform the TSO before the closing time of the day-ahead market whether they intend to use allocated capacity or not.

1.13. Whenever necessary, re-assignment of unused capacity shall also take into account problems relevant to the degree of competition, market structure and market power issues, including the obligation of netting the predicted flows...

réutilisation des capacités non utilisées, les participants au marché devront informer le gestionnaire de réseau avant la fermeture du marché « *day-ahead* » de leur intention d'utiliser ou non leur capacité.

1.13. Chaque fois que c'est nécessaire, la réattribution des capacités non utilisées prendra également en compte les problèmes qui résultent du niveau de concurrence, des questions ayant trait à la structure des marchés et au pouvoir de marché et de l'obligation de procéder à la compensation des flux prévus.

...

2. MECANISMES POUR LA GESTION DES CONGESTIONS³

....

(1) Les solutions aux problèmes de congestion doivent être basées sur le marché, afin de faciliter un commerce transfrontalier efficace. Dans ce but, les méthodes de gestion de la congestion seront réalisées uniquement au moyen d'enchères explicites (de la capacité) ou implicites (de la capacité et de l'énergie). Les deux méthodes peuvent coexister sur la même interconnexion.

(2) Quand la congestion affecte au moins deux interconnexions, c'est-à-dire quand une transaction sur une interconnexion influence de manière significative les flux physiques et les transactions possibles sur d'autres interconnexions (ceci peut se produire par exemple dans les régions définies au paragraphe 1.7. de ces lignes directrices), les méthodes de gestion de la congestion devront être coordonnées. Ce qui signifie en particulier une compatibilité et une approche commune en ce qui concerne :

3 2. MECHANISMS FOR CONGESTION MANAGEMENT

(1) Congestion management method must be market based, in order to facilitate efficient cross-border trade. For this purpose allocation of capacity shall be made only by explicit (capacity) or implicit (capacity and energy) auctions. Both methods can coexist on the same interconnection.

(2) If congestion involves at least two interconnections, i.e. if transactions on one interconnection significantly affect the physical flows and/or possible transactions on other interconnections (this could occur for example in the areas defined in paragraph 1.7 of these Guidelines), the congestion management method must be coordinated. This means in particular compatibility and common approach for all the congested interconnections in terms of:

(d) Timeframes and closing times

(e) Products in terms of allocation periods, duration of a specific product (e.g. 1 day, 3 hours, 1 week, etc.), amount of power in MW, MWh, etc.

(f) Consistent contractual framework with market participants

2.4. Where requests for transmission service do need to be constrained, the following rules shall be applied:

(6) An appropriate allocation of capacity among the different timeframes that may include an option for keeping a minimum percentage of the interconnection capacity for the daily or intra-daily allocation shall be proposed by the relevant TSOs and approved by the respective Regulators. In defining their proposals the TSOs shall take into account:

(a) The characteristics of the markets

(b) The operational conditions, such as the implications of netting of the firmly declared schedules

(c) the level of harmonization of the percentages and timeframes adopted for the different capacity allocation mechanisms in place

(7) Capacity allocation methods and congestion management mechanisms shall reveal the value placed on capacity (either directly or indirectly) and produce directional price signals to market participants at different time horizons.

(8) Congestion management mechanisms shall ensure that capacity is allocated to those who place the highest value on capacity together with adequate incentives to ensure its use. This shall apply to each capacity allocation mechanism in place and each timeframe.

(9) Assignees of transmission capacity shall be required to pay for allocated capacity according to a methodology based on the economic value of that capacity as revealed by the process in (7) and (8) above.

(11) In principle, all potential network users will be permitted to participate in the allocation process without restriction. Exceptionally, restrictions may be made for reasons of market dominance. In order not to risk creating or aggravating problems related to any dominant position of market player(s), the relevant Regulatory and/or Competition Authorities, if appropriate, may impose restrictions in general or on an individual company for reasons of market dominance.

...

...

(d) les horaires et les heures de clôture des guichets ;

(e) les produits en terme de période d'allocation, la durée des produits (par exemple 1 jour, 3 heures, une semaine, etc.), quantité de puissance en MW, MWh, etc. ;

(f) un cadre contractuel cohérent avec les acteurs du marché.

...

2.4. Là où des demandes de transport doivent être limitées, les règles suivantes seront appliquées:

...

(6) Une répartition appropriée de la capacité sur les différents horizons temporels. Celle-ci peut inclure une option pour garder un pourcentage minimum de la capacité de l'interconnexion pour l'allocation journalière ou infra journalière. Elle sera proposée par les gestionnaires de réseau et approuvée par les régulateurs. En définissant leur proposition, les gestionnaires de réseau prendront en compte :

(a) les caractéristiques du marché ;

(b) les conditions opérationnelles, comme les implications de la compensation des nominations et ;

(c) le degré d'harmonisation des pourcentages et des horaires des différents mécanismes d'allocation en place.

(7) Les méthodes d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion révéleront la valeur de la capacité (soit directement, soit indirectement) et donneront des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché aux différents horizons temporels.

(8) Les mécanismes de gestion de la congestion feront en sorte que la capacité sera allouée à ceux qui placent la plus haute valeur sur celle-ci et comporteront des incitants pour en assurer l'utilisation. Ceci s'appliquera à tout mécanisme d'allocation en place et à tout horizon de temps.

(9) Les acquéreurs de la capacité devront payer celle-ci suivant une méthode basée sur la valeur économique de celle-ci telle que révélée par le processus aux points (7) et (8) ci-dessus.

...

(11) En principe, tous les utilisateurs potentiels du réseau pourront participer au processus d'allocation sans restriction. Exceptionnellement, des restrictions pourront être faites pour des raisons de dominance du marché. Afin de ne pas risquer de créer ou d'aggraver des problèmes liés à toute position dominante d'acteur(s) du marché, l'autorité de régulation ou de concurrence compétente peut imposer, si c'est approprié, des restrictions en général ou sur une société individuelle pour des raisons de dominance du marché.

...

4. SCHEMA CHRONOLOGIQUE POUR LES OPERATIONS DE MARCHE⁴

4.1.

...

(2) Les droits d'accès relatifs aux allocations à long et moyen terme correspondront à des droits fermes de capacités de transport. Ils seront soumis au principe du « *use-it-or lose (sell)-it* » au moment de la nomination.

...

5. TRANSPARENCE⁵

5.1. Les gestionnaires de réseau devront publier toutes données utiles relatives à la disponibilité du réseau, l'accès au réseau et l'utilisation du réseau en ceci inclus un rapport sur les points de congestion et leurs causes, les méthodes mises en œuvre pour la gestion actuelle de la congestion et les projets pour une gestion future.

5.2. Les gestionnaires de réseau devront publier toutes données utiles en ce qui concerne les échanges transfrontaliers selon la meilleure prévision possible. Ceci inclut les procédures d'allocation

4 4. TIMETABLE FOR MARKET OPERATIONS

(2) The access rights of long- and medium term allocations shall be firm transmission capacity rights. They shall be subject to the use-it-or lose (sell)-it principles at the time of nomination.

5 5. TRANSPARENCY

5.1. TSOs shall publish all relevant data related to network availability, network access and network use including a report on where and why congestion exists, the methods applied for managing the congestion and the plans for future management.

5.2. TSOs shall publish all relevant data concerning cross-border trade according to the best possible forecast. This includes the procedures for allocating capacity, including the time and procedure for applying for capacity, a description of the products being offered and the obligations and rights of both the TSOs and the party obtaining the capacity. TSOs must publish at least:

(1) annually: information on the long term evolution of the transmission infrastructure and its impact on cross border transmission capacity;

(2) monthly: month and year-ahead forecasts of the transmission capacity available to the market taking into account all information available to the TSO at the time of the forecast calculation (e.g. impact of summer and winter seasons on the capacity of the lines, maintenance on the grid, availability of the production units, etc.);

(3) weekly: week-ahead forecasts of the transmission capacity available to the market, taking into account all information available to the TSOs at the time of calculation of the forecast, such as weather forecast, availability of the production units etc.;

(4) daily: day-ahead transmission capacity available to the market for each market time unit;

(6) total capacity already given out by market time unit and all relevant conditions under which this capacity may be used (e.g. auction clearing price, obligations how to use the capacity, etc.), so that the remaining capacity is revealed;

(7) total capacity used by market time unit immediately after the moment of nomination;

(8) as soon as possible after real-time, aggregated realised commercial and physical flows by market time unit, including a description of the effects of any corrective actions taken by the TSOs (like curtailment) for solving network or system problems;

(9) aggregated information for the previous day on planned and unplanned outages.

5.3. All relevant information shall be available for the market in due time for the negotiation of all transactions (such as the moment for negotiation of annual supply contracts for industrial customers or the moment when bids have to be sent into organised markets).

5.4. All information published by the TSOs shall be made freely available in an easily accessible form. All data should also be accessible through adequate and standardised means of information exchange, to be defined in close cooperation with market parties. This includes information on past time periods with a minimum of two years, so that new market entrants also have access to this data.

5.5. When forecasts are published, the ex post realised values of the forecast information shall also be published, in the time period following that to which the forecast applies or at latest on the following day (D+1).

5.6. The actual physical electric power flows at the interconnections shall be published accordingly (e.g. on the website) by the TSOs in an appropriately timely manner.

5.7. The demand forecast information shall also be published by the TSO according to the timeframes defined in 5.2. and 5.3.

5.8. The TSO shall publish also the relevant information on generation according to the timeframes defined in 5.2. and 5.3.

de capacité, y compris le moment et la procédure pour la demande de capacité, une description des produits offerts et une énumération des obligations et droits pour les gestionnaires de réseau et pour la partie ayant acquis la capacité. Les gestionnaires de réseau doivent au moins publier :

(1) annuellement : de l'information à propos de l'évolution à long terme de l'infrastructure de transport et de son impact sur la capacité de transport transfrontalier ;

(2) mensuellement : des prévisions un mois à l'avance et une année à l'avance de la capacité de transport disponible pour le marché, en prenant en compte toutes les informations disponibles au gestionnaire de réseau au moment du calcul de la prévision (par exemple l'impact des saisons d'été et d'hiver sur la capacité des lignes, l'entretien du réseau, la disponibilité des unités de production, etc.) ;

(3) toutes les semaines : des prévisions une semaine à l'avance de la capacité de transport disponible au marché, en prenant en compte toutes les informations disponibles aux gestionnaires de réseau au moment du calcul de la prévision, comme les prévisions du temps, la disponibilité des unités de production, etc. ;

(4) tous les jours : la capacité de transport disponible en J-1 au marché, pour chaque unité de temps utilisée par le marché.

...

(6) la capacité totale déjà distribuée par unité de temps et toutes les conditions qui s'appliquent à l'utilisation de cette capacité (par exemple le prix du « *clearing* », les obligations concernant la façon d'utiliser la capacité, etc.), de sorte que la capacité restante soit connue ;

(7) la capacité totale utilisée par unité de temps, immédiatement après le moment de la nomination ;

(8) le plus rapidement possible après le temps réel, les flux commerciaux et physiques agrégés par unité de temps utilisée par le marché, en ceci inclus une description des effets de toutes les actions correctives prises par les gestionnaires de réseau (comme la réduction) pour résoudre des problèmes de réseau ou de système ;

(9) des informations agrégées pour le jour précédent sur les coupures programmées et non programmées.

5.3. Toute information utile sera disponible au marché en temps utile pour la négociation de toutes les transactions (comme le moment de la négociation des contrats annuels de fourniture pour les clients industriels ou le moment où des offres doivent être envoyées dans des marchés organisés).

5.4. Toute information publiée par les gestionnaires de réseau sera rendue librement disponible dans un format facilement accessible. Toute donnée devrait également être accessible par des moyens d'échange d'information adéquats et standardisés, moyens à définir en étroite coopération avec les acteurs du marché. Ceci inclut l'information pour des périodes précédentes de minimum deux ans, de sorte que les nouveaux entrants au marché aient également accès à ces données.

5.5. Quand des prévisions sont publiées, les valeurs réalisées ex-post de l'information prévisionnelle devront également être publiées, dans la période de temps suivant celle à laquelle la prévision se rapporte ou au plus tard le jour J+1.

5.6. Les flux physiques aux interconnexions devront être publiés en conséquence (par exemple sur le site Internet) par les gestionnaires de réseau dans un délai approprié.

5.7. Les informations relatives à la prévision de la demande devront également être publiées par le gestionnaire de réseau en accord avec les horizons de temps définis aux points 5.2. et 5.3.

5.8. Le gestionnaire de réseau devra également publier l'information utile relative à la production, en accord avec les horizons de temps définis aux points 5.2. et 5.3.

...

»

I.4. Le règlement technique

8. En vertu de l'article 8 du règlement technique le gestionnaire de réseau doit s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau, les responsables d'accès, les fournisseurs de services auxiliaires, ou entre toute autre personne connectée d'une manière ou d'une autre au réseau dans le cadre de ses tâches et obligations, ou services prestés.

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

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

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

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

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

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

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

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

1° des procédures de mise en concurrence de la capacité disponible;

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

En vertu de l'article 181, §1er, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion ont notamment pour objectif de :

1° offrir toute la capacité disponible au marché selon des méthodes transparentes et non discriminatoires, en organisant, le cas échéant, une vente aux enchères dans laquelle les capacités peuvent être vendues pour une durée différente et avec différentes caractéristiques (par exemple, en ce qui concerne la fiabilité attendue de la capacité disponible en question);

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

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

4° permettre la commercialisation de la capacité offerte.

L'article 181, §2, prévoit que les méthodes de gestion de la congestion peuvent faire appel, dans des situations d'urgence, à l'interruption des échanges transfrontaliers suivant des

règles de priorité préétablies qui sont notifiées à la CREG et publiées conformément à l'article 26 du présent arrêté.

Son paragraphe 3 précise que le gestionnaire du réseau doit se concerter avec les gestionnaires de réseaux voisins pour l'élaboration et la mise en oeuvre des méthodes de gestion des congestions.

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

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

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

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

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

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

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

12. Si l'article 183 du règlement technique concerne uniquement les méthodes en vertu desquelles la capacité de transport transfrontalier d'électricité est allouée aux responsables d'accès, qu'il y ait ou non congestion, les articles 180, 181 et 182 du règlement technique précisent quant à eux les conditions supplémentaires que ces méthodes doivent remplir en cas de congestion.

13. En vertu de l'article 6 du règlement technique, le gestionnaire du réseau doit notifier à la CREG les conditions générales du contrat de responsable d'accès, ainsi que toutes les modifications qui y sont apportées, afin qu'elle puisse approuver lesdites conditions générales⁶.

⁶ Cette base juridique est uniquement pertinente pour la partie V concernant la décision du 17 novembre 2005 relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès.

II. ANTECEDENTS

14. Le 29 novembre 2001, la CREG a adopté l'étude (F)011129-CDC-67 relative à la proposition d'Elia de mise aux enchères des capacités d'interconnexion à la frontière franco-belge. Cette étude répondait à la demande, introduite le 12 novembre 2001, faite à la CREG par Elia, de lui faire part de sa position au sujet du système d'enchères qu'Elia entendait mettre en place au 1er janvier 2002. Dans son étude, la CREG a constaté que bien qu'elle jugeait positifs les principes de ce nouveau système, elle se trouvait dans l'impossibilité de se prononcer sur la mise en place de celui-ci pour une série de raisons parmi lesquelles l'absence de transparence et le caractère discriminatoire de la mise en place du mécanisme proposé (absence d'informations publiées relatives aux capacités disponibles, allouées et effectivement utilisées en 2001, manque d'information au sujet des contrats historiques,...), les doutes au sujet de l'adéquation du système proposé par rapport au contexte du marché à l'époque, le caractère non finalisé de ce système et un calendrier tardif ne permettant pas une consultation complète du marché. La CREG a dès lors formulé une série de recommandations à Elia pour la mise en place d'un nouveau mécanisme d'allocation des capacités sur la frontière sud en 2002.

Par une lettre recommandée du 19 juin 2002, Elia a transmis à la CREG la note de synthèse des actions entreprises par elle dans le cadre de la mise en oeuvre au 1er juillet 2002 des modalités temporaires d'accès pour l'interconnexion France-Belgique. Par lettre recommandée du 27 juin 2002, la CREG, sous réserve du droit de revoir sa position vu l'analyse limitée à laquelle elle a été contrainte compte tenu des retards enregistrés dans la transmission des éléments du dossier, a approuvé la mise en oeuvre par Elia au 1er juillet 2002 des améliorations proposées aux mécanismes d'allocation jusqu'alors en vigueur.

A la demande de la CREG, Elia a, fin 2002, transmis à la CREG copie des documents contractuels relatifs aux contrats historiques en sa possession.

15. Lors d'une séance tenue le 5 avril 2003, le Conseil des Ministres a exigé que le gestionnaire du réseau de transport soumette à la CREG, en application de l'article 183, §2, du règlement technique, pour le 18 avril 2003 au plus tard, une/des méthodes d'allocation de capacités aux frontières qui n'attribue(nt) aucun accès préférentiel aux demandes d'allocation de capacités aux frontières de la zone de réglage belge basées sur des contrats

conclus ou ayant pris leurs effets sur base de conventions conclues préalablement au 1er janvier 2003.

En réaction à cette exigence du Gouvernement, Elia a, par lettre recommandée du 16 avril 2003, soumis pour approbation à la CREG, en application de l'article 183, § 2, du règlement technique, deux documents concernant les méthodes d'allocation de la capacité disponible aux responsables d'accès pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers. Ces documents sont d'une part, pour la frontière franco-belge, les « Modalités d'accès à l'interconnexion France-Belgique applicables entre le 1er juillet 2002 et le 31 décembre 2002 », et d'autre part, pour la frontière belgo-hollandaise, les « 2003 Regulations for the auctioning of cross-border electricity transfer capacity on the extra high voltage Belgium-Netherlands, Germany-Netherlands interconnectors ».

Par lettre recommandée du 29 avril 2003, la CREG a confirmé la réception de la demande d'approbation précitée et informé Elia du démarrage de l'examen du dossier, tout en mentionnant que les méthodes d'allocation visées ne répondaient pas aux exigences du Gouvernement vu le maintien du système de priorité aux contrats historiques. Par lettre recommandée du 21 mai 2003, Elia a précisé à la CREG qu'il n'appartenait pas au gestionnaire du réseau de transport de se prononcer sur le caractère historique de contrats conclus antérieurement à la constitution d'Elia, mais bien aux autorités compétentes en la matière.

Ayant décidé de concentrer en premier lieu son analyse sur la question des contrats historiques, la CREG a, fin 2003, par lettre recommandée, fait parvenir à Elia, Electrabel, SPE (la « Société coopérative de Production d'Electricité »), EDF (Electricité de France), NEA (B.V. Nederlands Elektriciteit Administratiekantoor), Reliant (« Reliant Energy Trading & Marketing B.V. »), Essent, E.ON Benelux, Delta N.V., les résultats provisoires de son examen concernant les contrats historiques (ou de long terme) se rapportant à la frontière franco-belge, afin de laisser à chacune de ces sociétés la possibilité de formuler d'éventuelles remarques et commentaires au sujet de la partie des résultats provisoires la concernant. Toutes les sociétés précitées, à l'exception de SPE, ont ainsi fait parvenir leur réaction à la CREG.

Sur base des éléments reçus alors, la CREG a poursuivi son examen et transmis le 21 octobre 2004 à Elia, Electrabel, SPE, EDF et NEA (chacune pour la partie la concernant) sa proposition de décision du 30 septembre 2004 relative aux méthodes d'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie à long terme avec les réseaux étrangers. Concernant la frontière franco-belge, la proposition de décision de la CREG concluait qu'elle ne pouvait approuver l'allocation prioritaire à NEA pour l'exécution du contrat de transit/du contrat SEP, et qu'elle approuvait pour une période déterminée l'allocation prioritaire de capacité à Electrabel et SPE pour l'exécution du contrat Chooz B.

La CREG a donné à chaque partie concernée la possibilité de s'exprimer sur le contenu de celle-ci, en vue de s'assurer du respect des droits de la défense. Les réactions écrites des différentes sociétés concernées ont été reçues dans le courant du mois de décembre 2004. Seules Electrabel et SPE ont répondu ne pas désirer formuler de remarques concernant la proposition de décision de la CREG.

Dans leurs remarques écrites, Elia, EDF et NEA ont notamment vivement recommandé à la CREG d'attendre la décision de la Cour de Justice des Communautés européennes dans l'affaire C-17/03 relative aux droits prioritaires octroyés par les Pays-Bas à NEA sur la capacité des transport transfrontalier d'électricité des Pays-Bas avec la Belgique et l'Allemagne, avant de rendre sa décision définitive au sujet des contrats historiques. Le Comité de direction de la CREG a suivi ce conseil.

16. Par lettre recommandée du 17 mai 2005, Elia a transmis à la CREG à titre informatif un dossier relatif aux adaptations proposées aux mécanismes d'allocation de capacité aux interconnexions avec la France et les Pays-Bas, en conséquence du projet Belpex, et à l'organisation d'enchères explicites aux interconnexions avec la France. Dans sa lettre, Elia demande à la CREG de bien vouloir lui faire parvenir ses remarques et réactions avant le 20 juin 2005 afin de mettre en œuvre les mécanismes nécessaires pour assurer des enchères explicites début 2006. Elle informe également la CREG qu'un dossier identique a été introduit par RTE (gestionnaire du réseau de transport français) auprès du régulateur français.

17. La Cour de Justice des Communautés européennes a rendu son arrêt dans l'affaire C-17/03 le 7 juin 2005 (ci-après : l'arrêt du 7 juin 2005). Constatant qu'à première vue cet arrêt l'obligeait à adapter son argumentation et ainsi à modifier les conclusions de sa proposition de décision du 30 septembre 2004, la CREG a envoyé le 23 juin 2005 une lettre recommandée à Elia, Electrabel, SPE, EDF et NEA les informant de cette nouvelle situation, et leur donnant la possibilité de réagir par écrit pour le 1^{er} août 2005 au plus tard. Les cinq entreprises ont toutes fait parvenir leur réaction écrite dans le délai prescrit.

Suite à l'arrêt de la Cour de Justice, TenneT, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité des Pays-Bas, a annoncé le 7 juillet 2005 qu'il décidait de mettre fin unilatéralement à la réservation prioritaire de capacité (aux contrats historiques conclus par NEA) aux frontières Pays-Bas-Belgique et Pays-Bas-Allemagne.

18. Entre-temps, la CREG, la CRE (Commission de Régulation de l'Energie) et DTe (Directie Toezicht Energie) ont, le 5 juillet 2005, lancé une consultation publique commune afin de faciliter l'intégration régionale des marchés de gros de l'électricité de la Belgique, de la France et des Pays-Bas. Celle-ci porte notamment sur les mécanismes d'allocation de capacité aux frontières. Sur base de cette consultation, les trois régulateurs ont décidé d'établir une feuille de route commune pour la mise en œuvre des différentes étapes de l'intégration régionale dans les trois pays. Cette feuille de route devrait être établie avant la fin de l'année 2005. La présente décision tient d'ores et déjà compte des réponses obtenues dans le cadre de cette consultation de marché.

19. Par lettre recommandée du 28 juillet 2005, Elia a fait savoir à la CREG qu'elle avait l'intention, suite à la décision de TenneT, de mettre à disposition du marché à partir du 1^{er} septembre 2005, les MW concernés par le contrat de transit SEP pour les deux frontières, provisoirement selon les méthodes actuelles d'allocation de capacité. Elia a, également par cette lettre, présenté formellement pour approbation « sur les principes », en application de l'article 183, §2, du règlement technique, les mécanismes d'allocation de capacité décrits dans le dossier informatif introduit par Elia auprès de la CREG le 17 mai 2005. Par conséquent, Elia a notifié le retrait du dossier d'approbation introduit par elle le 16 avril 2003 concernant les méthodes d'allocation actuellement d'application. Dans un courrier ultérieur, Elia a précisé qu'il ne lui appartenait pas de décider si les mécanismes proposés devaient également s'appliquer aux capacités jusqu'ici réservées aux contrats historiques, mais bien au régulateur compétent, à savoir la CREG.

Par un communiqué de presse commun, Elia et RTE ont annoncé le 18 août 2005 qu'elles prenaient une disposition commune concernant la capacité allouée à la frontière franco-belge pour le mois de septembre 2005 et qu'elles décidaient, suite à l'annonce faite par TenneT, d'allouer la capacité qui était jusqu'alors réservée à NEA pour le contrat de transit selon les mécanismes d'allocation en vigueur. Des communiqué de presse ultérieurs ont annoncé la décision d'Elia et RTE de prolonger en octobre, novembre et décembre 2005 les dispositions communes précitées.

Au sujet du contrat Chooz B, Elia a demandé à la CREG dans ses courriers du 28 juillet et du 9 septembre 2005 que celle-ci adopte une position formelle, notamment quant aux implications de l'arrêt de la Cour de Justice du 7 juin 2005 sur le traitement des contrats historiques.

En exécution de l'obligation de concertation qui est imposée aux régulateurs en vertu de l'article 23.1.a) de la directive 2003/54/CE, et de l'article 9 et de l'annexe (point 6 du titre « Généralités ») du règlement n°1228/2003, la CREG a dès lors organisé une réunion avec le régulateur français, la CRE, d'une part, et avec le régulateur hollandais, la DTe, d'autre part pour discuter des conséquences éventuelles de l'arrêt de la Cour du 7 juin 2005 sur les mécanismes d'allocation de capacité de transport transfrontalier d'électricité applicables aux frontières de la Belgique avec respectivement la France et les Pays-Bas et pour parvenir à adopter une position commune des régulateurs et s'accorder sur des mesures éventuelles à adopter en la matière.

En ce qui concerne la réunion de concertation entre la CREG et la CRE, les deux régulateurs se sont rencontrés à deux reprises : le 19 septembre 2005 dans les bureaux de la CREG et le 22 novembre 2005 dans les bureaux de la CRE.

20. La CREG a précisé par lettre recommandée du 12 septembre 2005 adressée à Elia qu'elle ne pouvait en aucun cas prendre de décision en vertu des articles 180, §2, et 183, §2, du règlement technique basée sur les seuls principes des méthodes de gestion de la congestion ou des méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible, comme demandé par Elia dans sa lettre du 28 juillet 2005 précitée, mais bien uniquement sur les dossiers complets y relatifs. La CREG demande dès lors à Elia, en application des deux articles précités, d'introduire formellement pour approbation un dossier complet concernant la frontière franco-belge.

Par une lettre du 28 octobre 2005, reçue par porteur avec accusé de réception à la même date, Elia a ainsi soumis pour approbation à la CREG, en application de l'article 183, §2, du règlement technique, un nouveau dossier contenant les méthodes d'allocation pour la frontière franco-belge, sur lequel porte la présente décision. A la demande de la CREG, Elia a, par une lettre (envoyée par porteur) du 14 novembre 2005 précisé que le dossier introduit en date du 28 octobre 2005 devait se comprendre comme contenant également une demande formelle d'approbation des méthodes de gestion de la congestion, conformément à l'article 180, §2 du règlement technique.

21. La CREG a demandé à Elia, par lettre recommandée du 18 novembre 2005, d'appliquer un coefficient d'indemnisation de 110 % en cas de réduction pour l'ensemble de la période affectée et de proposer aux enchères mensuelles une capacité minimale de 400 MW en plus de la capacité allouée sur base annuelle de 1300 MW. [*information confidentielle*].

Par une lettre du 22 novembre 2005, reçue par porteur avec accusé de réception, Elia a introduit de nouvelles règles d'allocation de capacité sur l'interconnexion France-Belgique et une nouvelle note d'accompagnement modifiés conformément à la demande de la CREG du 18 novembre 2005.

22. Ces nouvelles méthodes d'allocation de capacité et le traitement des contrats historiques étant deux questions étroitement mêlées et soumises au même cadre juridique, la CREG a, pour une plus grande efficacité, jugé optimal de se prononcer sur ces deux aspects dans une seule et même décision. La présente décision doit donc être considérée comme la suite de la proposition de décision précitée de la CREG du 30 septembre 2004.

III. TRAITEMENT DES CONTRATS HISTORIQUES

III.1. Introduction

23. Les Règles IFB décrivent les règles destinées à régir les relations entre Elia (conjointement avec RTE) et tout opérateur (responsable d'accès) désirant obtenir de la capacité de transfert transfrontalier entre la France et la Belgique. La question se pose de savoir si toutes les capacités disponibles seront effectivement allouées en vertu de ces règles ou si certaines capacités y échapperont du fait de leur allocation prioritaire à certains anciens contrats, dits « historiques » (à savoir des contrats de long terme conclus avant l'entrée en vigueur de la première directive électricité). Selon la CREG, une telle allocation prioritaire constituerait un aspect des méthodes d'allocation de capacité et de gestion de la congestion sur lesquelles porte la compétence d'approbation de la CREG visée aux articles 180, §2 et 183, §2 du règlement technique.

L'argument selon lequel les droits prioritaires dont bénéficieraient de tels contrats ne seraient pas le résultat de l'application d'une méthode d'allocation de capacité mais résulteraient de leur caractère historique et concerneraient plutôt la question de la détermination de la capacité disponible à répartir visée à l'article 176 du règlement technique n'est pas convaincant. En effet, toute décision portant sur la manière dont la capacité va être allouée, quel qu'en soit le bénéficiaire, fait partie d'une méthode d'allocation de capacité. L'article 176, §1^{er}, du règlement technique parle de capacité à « mettre à disposition des responsables d'accès », sans prévoir de traitement spécial pour certains responsables d'accès tels que les parties à des contrats de long terme. Cet article ne fait mention d'aucune capacité « restante » après une allocation prioritaire à certains responsables d'accès. L'article 176, §1^{er}, concerne la détermination de la totalité de la capacité de transport disponible pour les responsables d'accès (et donc également celle qui pourra être allouée aux contrats historiques) et non uniquement une partie de celle-ci qui résulterait de la déduction d'une capacité prioritaire à certains responsables d'accès.

Les articles 180, §2 et 183, §2, du règlement technique confèrent dès lors la compétence à la CREG de se prononcer (dans le cadre de la présente décision) sur le traitement des contrats historiques par les méthodes d'allocation de capacité ou de gestion de la congestion proposées.

24. Dans sa note d'accompagnement transmise le 28 octobre 2005, au titre 4 consacré au calcul de la capacité disponible, Elia annonce notamment les capacités prévisionnelles garanties à l'horizon annuel (à savoir 1300 MW) et prévoit que « sera allouée aux enchères annuelles cette valeur, sous réserve qu'une décision formelle de la CREG et de la CRE mette fin aux priorités accordées aux contrats long terme. ». Les 1300 MW prévus comprennent ainsi les capacités jusqu'ici (ou jusqu'il y a peu pour l'un d'entre d'eux, voir paragraphe 34 de la présente décision) allouées prioritairement aux contrats historiques.

Elia semble ainsi ne pas avoir voulu, dans le cadre de sa proposition, prendre position sur la question du traitement des contrats historiques, mais préférer laisser à la CREG le choix entre le maintien ou la suppression du traitement prioritaire des contrats historiques au moment de la mise en œuvre du nouveau mécanisme d'allocation proposé.

Après avoir décrit les contrats concernés, les paragraphes qui suivent retracent le contexte et la situation actuelle de ces contrats, pour ensuite se positionner par rapport à la solution à adopter vu le cadre légal applicable en la matière et tel qu'interprété par la Cour de Justice des Communautés européennes dans son arrêt du 7 juin 2005.

III.2. Les contrats de long terme concernés

25. Entre la fin du mois d'octobre 2002 et la fin du mois de novembre 2002, la CREG a, par divers courriers, informé les différentes parties aux contrats de long terme de son intention de démarrer de manière approfondie l'examen général de ces contrats. En application de l'article 26, §1er, de la loi électricité, la CREG a alors demandé à ces différentes parties que lui soient fournies des copies desdits contrats dans les plus brefs délais. Elia, CPTe et Electrabel ont ensuite communiqué à la CREG en annexe à des courriers respectivement des 4 et 9 décembre 2002 les copies des contrats en leur possession. Suite à de nouveaux courriers de la CREG du 28 avril 2003 demandant certaines informations complémentaires, différentes parties ont confirmé que la liste des contrats en la possession de la CREG était complète, et qu'il s'agissait bien des contrats encore en vigueur à ce moment.

Les contrats de long terme encore concernés aujourd'hui par l'interconnexion France–Belgique correspondent à deux types d'échanges : les transits d'énergie au travers du

réseau belge liés au contrat de fourniture entre EDF et SEP/NEA, et les échanges résultant de l'accord conclu entre des électriciens belges (aujourd'hui Electrabel et SPE) et EDF concernant les capacités de production de la centrale nucléaire française de Chooz B.

Avant le 1er janvier 2004, trois autres contrats devaient également être pris en considération: le contrat Synatom (sens Belgique-France), le contrat Tricastin (sens France-Belgique) et le contrat Tihange (sens Belgique-France).

Le contrat SEP/NEA

26. Le 19 juin 1989, EDF (Electricité de France) et SEP (la S.A. Samenwerkende Elektriciteitsproduktiebedrijven, dont le nom est, depuis le 29 décembre 2000, Nederlands Elektriciteit Administratiekantoor, « NEA ») ont conclu un contrat à long terme de fourniture d'énergie électrique (ci-après : contrat de fourniture SEP). Ce contrat par lequel EDF fournit une certaine quantité d'électricité à SEP/NEA à la frontière française, génère un transit pour moitié par la Belgique, et pour moitié par l'Allemagne. Il est prévu que le contrat se termine le 31 mars 2009. Il est notamment question de ce contrat dans l'arrêt de la Cour de Justice des Communautés européennes du 7 juin 2005.

Pour pouvoir exécuter ce contrat, EDF et SEP/NEA ont dû conclure un contrat avec les électriciens concernés par le transit d'énergie entre la frontière française et néerlandaise. C'est ainsi que les modalités suivant lesquelles le transit d'énergie peut s'effectuer par la Belgique ont été définies dans un « Protocole d'Accord » signé par CPTÉ (dont les droits et obligations découlant du contrat ont été transférés à Elia), EDF, et SEP/NEA respectivement les 23 novembre 1989, et les 8 et 27 février 1990 (ci-après : contrat de transit). Ce dernier contrat devait arriver à échéance le 31 décembre 1994, mais les parties ont décidé de commun accord, par échange de courrier (lettres du 19 décembre 1994 et du 9 janvier 1995), de le prolonger à titre provisoire, dans l'attente d'un nouvel accord tripartite. Aucun nouveau contrat de transit n'a ensuite été conclu et c'est le contrat de transit initial qui est aujourd'hui toujours d'application.

Suite à l'adoption de nouvelles dispositions néerlandaises transposant la directive 96/92/CE du Parlement et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (ci-après : directive 96/92/CE), NEA, EDF Trading et les cinq

producteurs d'électricité hollandais actionnaires de NEA (à savoir E.ON, Electrabel, Reliant, Essent, et Delta), et EDF s'accordent le 23 mai 2002 pour que le contrat de fourniture du 19 juin 1989 soit cédé aux six producteurs selon une certaine répartition. En ce qui concerne le contrat de transit, il est convenu par un « Operational Agreement » que les parties feront tout leur possible pour négocier et obtenir l'accord d'Elia pour qu'il soit également cédé, et que de cette façon tous les droits et obligations découlant de celui-ci soient repris par les producteurs, au prorata de leur participation dans NEA. En attendant, NEA est maintenue comme contrepartie au contrat de transit (les « héritiers » de NEA peuvent faire un usage exclusif des droits découlant de l'accord, mais au nom et pour le compte de NEA, et uniquement pour ce qui concerne leur part), et EDF Trading se voit attribuer un mandat de gestion de la programmation des échanges. Elia, dans un fax envoyé à NEA le 21 mai 2002, accepte la reprise de la gestion opérationnelle du contrat EDF/NEA par EDF Trading.

27. Par le contrat de transit, CPTÉ/Elia garantit que 50% des transits d'énergie liés au contrat de fourniture de EDF à NEA pourront être effectués à travers le réseau belge de transport. Cette garantie n'est cependant pas totale, et les articles 2, 4 et 5 du contrat décrivent la mesure dans laquelle le contrat de fourniture aura priorité sur d'autres échanges, et les cas très limités (en cas de force majeure, à l'initiative de CPTÉ 5 jours par an,...) dans lesquels le transit pourra être réduit ou interrompu.

Le Contrat Chooz B

28. Le contrat Chooz B a été conclu dans les années 1980 par EDF et les électriciens belges sous l'égide des gouvernements belge et français dans le cadre de leur coopération dans le domaine de la production d'électricité d'origine nucléaire. La participation des électriciens belges dans Chooz B matérialisée par ce contrat, avait été planifiée dans le plan national d'équipement en moyens de production de 1983-1993 du Comité de Gestion des Entreprises d'Electricité, approuvé par le Ministre des Affaires économiques. Ce plan dont la finalité était de déterminer pour les années 1983-1993, par le biais d'un programme d'investissements qui régit les relations entre les différents facteurs de production, les besoins en matière d'énergie électrique et les moyens à mettre en œuvre afin de rencontrer ces besoins⁷, optait, parmi les différentes stratégies envisageables (dont notamment celle de l'installation d'une unité nucléaire belge de 1300 MW début 1993), pour la participation de

⁷ Définition donnée par la Cour d'Arbitrage dans son arrêt n°57/95 du 12 juillet 1995, *M.B.*, 1^{er} septembre 1995, B.12.2.

[*information confidentielle*]% dans chacune des 2 unités de Chooz B avec une réciprocité de participation française de 50% dans une future centrale nucléaire belge (ce dernier projet a finalement été abandonné). Selon le Comité de Contrôle à l'époque, cette stratégie permettait en effet de garantir la sécurité d'approvisionnement la moins onéreuse, tout en assurant une grande souplesse d'adaptation dans le temps. La décision de développer la coopération nucléaire entre les deux pays notamment par la participation belge à Chooz B avait également fait l'objet d'un accord de principe entre les gouvernements français et belge.

Le 1er octobre 1984, EDF et les « électriciens belges » (à l'époque EBES, INTERCOM, UNERG et SPE, aujourd'hui Electrabel et SPE) ont ainsi conclu le « contrat de réservation de puissance et de fourniture d'énergie électrique se rapportant aux tranches 1 et 2 de la centrale nucléaire de Chooz B ». Par le contrat du 1er octobre 1984 (ci-après : le contrat Chooz B), [*information confidentielle*]% de la production de la centrale de Chooz B (c'est-à-dire [*information confidentielle*]% de la puissance et de l'énergie disponibles sur les deux tranches de la centrale) est réservée par EDF aux électriciens belges du jour du couplage de la première des deux tranches, à celui du retrait d'exploitation de ces deux tranches (ce qui correspond à [*information confidentielle*]% de 2x1500MWe, donc [*information confidentielle*] MWe). Le contrat est donc conclu pour la durée de vie de la centrale. En contrepartie de cette fourniture, les électriciens se sont engagés à payer [*information confidentielle*]% de l'investissement et des frais d'exploitation de la centrale, et à régler un terme représentatif des dépenses de combustibles. Le contrat prévoit qu'EDF reste propriétaire de la centrale et l'exploite seul.

La mise en service de la centrale a connu un retard de plusieurs années et le couplage de Chooz B n'a effectivement été réalisé qu'en août 1996. L'allongement des délais de construction de la centrale et les risques associés au démarrage de celle-ci, ainsi que l'abandon du projet de construction d'une nouvelle centrale nucléaire en Belgique à l'époque (« N8 », à laquelle EDF devait participer), ont amené les parties à modifier leur contrat de fourniture le 1er juin 1997. [*information confidentielle*].

29. Le contrat Chooz B (complété de son avenant n°2 du 1er juin 1997 et de son règlement technique du 26 décembre 1997) ne contient pas de dispositions particulières relatives à l'utilisation des lignes de transport, mais prévoit que la livraison de l'énergie se fera à la frontière franco-belge (article 3 de l'avenant n°2 et article 2.2 du règlement

technique), et que l'énergie est acquise aux bornes de la centrale, lesquelles coïncident avec la frontière (article 6.3 du contrat de fourniture).

Les contrats Synatom, Tricastin et Tihange

30. Afin de fournir l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement de l'usine Eurodif (usine d'enrichissement d'uranium située en France), EDF a construit une centrale nucléaire sur le même site que l'usine, celui de Tricastin. Synatom (société belge chargée de l'approvisionnement des centrales nucléaires belges en uranium enrichi) et Eurodif ont conclu en 1975 un contrat par lequel Eurodif s'engage à fournir à Synatom de l'uranium enrichi, et il est prévu que Synatom ne paie que les services d'enrichissement et s'engage à mettre à disposition d'Eurodif l'électricité nécessaire à la production de l'uranium enrichi qui lui est destiné. Puisque c'était EDF qui se chargeait alors de l'alimentation en électricité d'Eurodif, Synatom avait conclu un contrat avec EDF et un contrat avec Electrabel en vertu desquels Synatom mettait à disposition d'EDF à la frontière franco-belge l'énergie nécessaire aux services d'enrichissement à réaliser par Eurodif, et ce par l'intermédiaire d'Electrabel (contrat Synatom).

Electrabel a quant à elle signé un contrat de fourniture d'énergie électrique se rapportant aux tranches 1 à 4 de la centrale nucléaire de Tricastin le 5 décembre 1975 (contrat Tricastin), en vertu duquel Electrabel dispose d'un droit à *[information confidentielle]*% de la puissance et de l'énergie disponibles sur les quatre tranches de la centrale nucléaire de Tricastin (centrale située en France, propriété d'EdF). Cette énergie était livrée à la frontière franco-belge par EDF.

Le troisième contrat est celui par lequel EDF se voyait livrer sa part de *[information confidentielle]*% dans Tihange par Electrabel à la frontière franco-belge.

Ces trois contrats bénéficiaient d'un traitement prioritaire au niveau de l'allocation de capacité de transport transfrontalier d'électricité.

31. Par une lettre du 19 décembre 2003, la CREG a été informée par Electrabel de l'accord intervenu fin 2003 entre Electrabel et EDF par lequel celles-ci se sont respectivement autorisées à valoriser leurs parts respectives dans les centrales de Tihange

1 et de Tricastin dans le pays de production, et donc à renoncer à leurs droits d'accès à l'interconnexion à compter du 1er janvier 2004 pour l'exécution des contrats Tricastin et Tihange mentionnés ci-dessus. Depuis cette date, les droits historiques concernant le transport transfrontalier en rapport avec les deux contrats concernés sont ainsi devenus sans objet, l'énergie produite étant livrée dans le pays de production. Dans la foulée, les contrats de fourniture d'électricité conclus par Synatom avec EDF d'une part et Electrabel d'autre part ont été abrogés avec effet au 1er janvier 2004, Synatom étant à présent acheteur d'énergie sur le marché français pour la livrer, par l'intermédiaire de RTE, à Eurodif.

32. Ces éléments ont pour conséquence que l'examen par la CREG de la situation des trois contrats cités n'a plus de raison d'être dans le cadre de la présente décision.

III.3. Contexte actuel

33. Avant le 1er septembre 2005, il existait au sein des méthodes d'allocation de capacité applicables à la frontière sud un régime d'allocation prioritaire aux deux contrats historiques (375 MW pour le contrat de transit SEP et *[information confidentielle]* MW pour le contrat Chooz B, dont *[information confidentielle]* MW pour Electrabel et *[information confidentielle]* MW pour SPE). Selon le mécanisme décrit dans la « Convention relative à l'allocation commune de la capacité de transfert à la frontière franco-belge » conclue en 2002 entre Elia et RTE, pour calculer la capacité disponible pour les allocations mensuelles et journalières, le solde des capacités réservées aux contrats de long terme est déduit de la capacité totale. La capacité disponible sur l'interconnexion est alors allouée en priorité à ces contrats, et une fois que l'on a déduit de la capacité totale la capacité réservée à ces contrats, le reste est alloué mensuellement et ensuite journalièrement sur base de listes de priorité.

34. Dans son arrêt du 7 juin 2005 (voir paragraphes 35 et suivants ci-après), la Cour de Justice des Communautés européennes, répondant à une question préjudicielle d'un juge hollandais, a jugé qu'un accès prioritaire à une partie de la capacité de transport transfrontalier d'électricité donné à SEP/NEA en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la première directive électricité, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de cette directive ait été respectée, devait être considérée comme discriminatoire et donc comme contraire à la directive. Sans attendre que le juge hollandais se prononce sur le fond de cette affaire, TenneT s'est estimé contraint d'appliquer immédiatement l'arrêt de la Cour et d'ainsi mettre fin à la réservation prioritaire de capacité aux frontières Pays-Bas-Belgique

et Pays-Bas-Allemagne au 1^{er} septembre 2005. Suite à cette décision de TenneT, les gestionnaires des réseaux de transport d'électricité français et belge, RTE et Elia ont décidé de commun accord de mettre à la disposition du marché à la frontière sud pour le mois de septembre 2005, et ensuite pour les mois d'octobre et de novembre 2005, les 350 MW⁸ qui étaient alloués prioritairement au contrat de transit SEP, et d'allouer la capacité correspondante selon les mécanismes d'allocation en vigueur (décrits dans le document intitulé « Modalités d'accès à l'interconnexion France-Belgique »), sur une base mensuelle.

Aucune modification du régime d'allocation prioritaire de capacité au contrat Chooz B n'a par ailleurs été prévue par Elia. Elia estime en effet que cette question doit être tranchée par la CREG.

III.4. L'arrêt de la Cour de Justice des Communautés européennes du 7 juin 2005 dans l'affaire C-17/03⁹

35. Dans cette affaire, la Cour a été amenée à se prononcer, en réponse à une question préjudicielle posée par le « College van beroep voor het bedrijfsleven » (Pays-Bas) en application de l'article 234 du Traité CE, sur les droits prioritaires accordés par les Pays-Bas à la SEP/NEA sur la capacité de transport transfrontalier d'électricité des Pays-Bas avec la Belgique et l'Allemagne, et à donner son interprétation des articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE, aujourd'hui abrogée.

L'article 7.5 de cette directive énonçait, de manière générale, que l'action du gestionnaire du réseau de transport devait être objective, transparente et non discriminatoire (ce qui implique de s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs du réseau). Son article 16 prévoyait quant à lui que l'accès au réseau (qui comprend nécessairement les interconnexions) devait être organisé conformément à des critères objectifs, transparents et non discriminatoires.

⁸ Selon une information communiquée par Elia, les 375 MW réservés à Elia auraient en effet été diminués à environ 350 MW à partir d'avril 2005.

⁹ CJCE, 7 juin 2005, *Vereniging voor Energie, Milieu en Water, Amsterdam Power Exchange Spotmarke BV, Eneco NV c/ Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie*, affaire C-17/03, *Rec.*, 2005, p.00.

36. Avant la libéralisation du marché de l'électricité, des contrats d'achat d'électricité ont été conclus par la SEP/NEA dans le cadre de la mission d'intérêt économique général dont elle était alors chargée, et pour laquelle elle bénéficiait d'un monopole d'importation. L'un de ces contrats est précisément le contrat de fourniture entre EDF et SEP dont il est question au paragraphe 26 de la présente décision. Suite à l'adoption de la directive 96/92/CE, la SEP/NEA s'est vue déchargée de cette mission et a perdu son monopole d'importation. Dans le cadre de la transposition de la directive, la DTe a décidé de réserver prioritairement à la SEP/NEA de la capacité d'importation d'électricité pour lui permettre de continuer à honorer ses contrats d'achat. Cette attribution prioritaire de capacité a ensuite été réglée expressément par la loi.

La Cour a estimé que le traitement différencié consistant dans l'accès prioritaire de la SEP/NEA au réseau de transport transfrontalier d'électricité constituait un traitement discriminatoire ne pouvant être justifié par le fait que cette entreprise a conclu les contrats concernés dans le cadre de l'accomplissement de sa mission d'intérêt économique général. Un tel traitement discriminatoire viole dès lors les articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE.

La Cour a précisé que la même directive avait prévu à son article 24 la possibilité d'appliquer un régime transitoire autorisant les Etats membres à demander à pouvoir bénéficier de dérogations notamment aux articles 7 et 16 de la directive au cas où des contrats conclus avant l'entrée en vigueur de la directive sont susceptibles de ne pas pouvoir être honorés en raison des dispositions de celle-ci. Ainsi, les Pays-Bas ont eu la possibilité d'introduire, dans l'année suivant l'entrée en vigueur de la directive, une demande de dérogation temporaire aux articles 7.5 et 16 de la directive en faveur de la SEP/NEA, or ils ne l'ont pas fait.

Selon la Cour, la dérogation prévue à l'article 24 de la directive serait vidée de son sens si un Etat membre pouvait unilatéralement, et sans respecter la procédure décrite à cet article appliquer un traitement différencié à des importateurs d'électricité, et cela pourrait compromettre sérieusement l'accès au marché de nouveaux opérateurs et protéger la position de l'ancien monopoliste néerlandais de la concurrence des autres opérateurs au-delà des possibilités que le législateur communautaire a prévues, en méconnaissance de l'objectif de la directive, à savoir le passage d'un marché monopolistique et cloisonné à un marché ouvert et concurrentiel. Le système de dérogation prévu à l'article 24 de la directive est également de nature à assurer l'égalité de traitement des anciens monopolistes nationaux.

La Cour a en outre estimé que le dernier considérant de la directive selon lequel la directive n'est qu'une nouvelle phase de la libéralisation du marché qui laissera subsister des entraves aux échanges d'électricité entre les Etats membres, de même que le cinquième considérant de la directive selon lequel le marché intérieur de l'électricité doit être mis en place progressivement, ne sauraient justifier des dérogations aux articles 7.5, et 16 de la directive.

La Cour a enfin d'une part rejeté l'argument basé sur le principe de la protection de la confiance légitime aux motifs que les institutions communautaires n'ont jamais adopté de comportement pouvant laisser croire à un statu quo législatif au niveau communautaire, ni fait naître des espérances quant au bénéfice d'un droit préférentiel d'utilisation du réseau de transport transfrontalier jusqu'à l'échéance des contrats. La Cour a d'autre part rejeté l'argument basé sur le principe de la sécurité juridique aux motifs que ce principe n'exige pas l'absence de modifications législatives mais plutôt la prise en compte par le législateur des situations particulières des opérateurs économiques, ce que le législateur européen a justement prévu à l'article 24 de la directive ; que la résiliation des contrats en cause ne serait qu'une conséquence éventuelle et indirecte de la directive ; et que le point 2 de l'annexe du Règlement n°1228/2003 du Parlement européen et du Conseil est parfaitement cohérent avec l'interprétation donnée des articles 7.5 et 16 de la directive.

La Cour est ainsi arrivée à la conclusion que les articles 7.5 et 16 de la directive s'opposent à des mesures nationales accordant à une entreprise une capacité prioritaire de transport transfrontalier d'électricité, que ces mesures émanent soit du gestionnaire du réseau, soit du contrôleur de la gestion du réseau ou du législateur, lorsque de telles mesures n'ont pas été autorisées dans le cadre de la procédure prévue à l'article 24 de la directive.

37. Les principes dégagés par la Cour de Justice dans l'affaire C-17/03 à propos des articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE doivent aujourd'hui être transposés aux dispositions correspondantes de la directive 2003/54/CE qui a abrogé la première directive le 1er juillet 2004. L'obligation de non discrimination de la part du gestionnaire du réseau contenue à l'article 7.5 de la directive 96/92/CE a ainsi été reprise à l'article 9.e) de la directive 2003/54/CE, et l'interdiction pour les Etats membres (y compris les autorités de régulation) d'organiser l'accès au réseau d'une manière non discriminatoire contenue à l'article 16 de la directive 96/92/CE a été reprise à l'article 20.1 de la directive 2003/54/CE. Le législateur communautaire a, en outre, estimé bon de prévoir une disposition spécifique

pour les autorités de régulation en ce qui concerne les règles d'allocation de capacité d'interconnexion et leur caractère non discriminatoire (article 23.1.a) de la même directive).

La directive 2003/54/CE n'a pas à nouveau offert aux Etats membres la possibilité de demander à bénéficier d'un régime dérogatoire tel que celui qui était prévu à l'article 24, points 1 et 2, de la directive 96/92/CE, afin d'autoriser par exemple l'octroi de droits prioritaires de transport transfrontalier à d'anciens contrats de long terme. Ceci était d'ailleurs prévisible : le régime dérogatoire prévu à l'article 24 de la directive 96/92/CE étant limité dans le temps, il n'aurait pas été cohérent de permettre aux Etats membres, dans le cadre de la seconde directive, de demander à bénéficier d'un régime dérogatoire à des dispositions ou principes déjà présents dans la première directive.

Il en résulte qu'un accès prioritaire à une partie de la capacité de transport transfrontalier d'électricité donné à un opérateur en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de la même directive ait été respectée, doit également être considéré comme discriminatoire au sens des articles 9.e), 20.1 et 23.1.a) de la directive 2003/54/CE.

38. La CREG est d'avis que l'article 11, points 1 et 2, de la directive 2003/54/CE (article 8.2 de la directive 96/92/CE) n'est pas applicable dans le cadre de la présente analyse. En effet, si l'on examine la lettre et l'ensemble, de même que l'historique de cet article, on constate que celui-ci concerne une tâche technique spécifique du gestionnaire du réseau de transport, à savoir l'appel des unités de production et le calcul des flux d'électricité résultant de cet appel sur les interconnexions. Cet article a pour but de prévoir des règles à respecter par le gestionnaire du réseau de transport pour que celui-ci ne puisse tirer des avantages commerciaux de cette tâche technique¹⁰.

L'argument selon lequel l'article 8.2. de la directive 96/92/CE, et plus particulièrement sa phrase introductive (« sans préjudice de la fourniture d'électricité sur la base d'obligations contractuelles »), laquelle a été reprise textuellement à l'article 11.1 de la directive 2003/54/CE, signifierait que les contrats conclus avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE ne tombent pas sous l'obligation de soumettre l'utilisation des interconnexions à des critères devant être appliqués, entre autres, d'une manière non discriminatoire afin de

¹⁰ Voir proposition de Directive de la Commission de février 1992, *J.O.*, C 65, 14 mars 1992, p.4.

garantir le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, n'est pas convaincant. La Cour de Justice a d'ailleurs considéré dans son arrêt du 7 juin 2005 que cette disposition ne limitait pas, directement ou indirectement, la portée du principe de non-discrimination prévu aux articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE et ne saurait dès lors être invoquée utilement¹¹.

Il découle par ailleurs des travaux préparatoires de la directive 96/92/CE que l'exception relative aux contrats vise à éviter qu'il y ait des interactions entre les réseaux de transport et de distribution :

« (Article 13.2) Sans préjudice de la fourniture aux sociétés de distribution de l'électricité provenant de leurs propres centrales de production reliées directement à leur réseau de distribution, il détermine dans le respect des obligations contractuelles l'appel des installations de production et l'utilisation des interconnexions en fonction des besoins réels du réseau, sur la base de critères approuvés par l'Etat membre concerné. Ces critères doivent être objectifs, transparents, appliqués de manière non discriminatoire et ils ne doivent pas perturber le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité »¹².

Pour les mêmes raisons que celles qui viennent d'être mentionnées, l'exception relative au respect d'obligations contractuelles figurant à l'article 8.2, de la directive 96/92/CE n'a aucun rapport avec l'exception qui était prévue à l'article 14.2 de la proposition initiale de directive (future directive 96/92/CE). On ne peut dès lors parler d'un transfert d'une telle exception du second article vers le premier. L'article 14.2 de la proposition initiale de directive de la Commission européenne de février 1992¹³, autorisait en effet le gestionnaire du réseau de transport à refuser l'accès à et l'utilisation de son réseau de transport « si cette utilisation est de nature à porter atteinte au transport d'électricité en vue de satisfaire à une obligation prévue par la loi ou à des obligations contractuelles ». Le Conseil des Ministres de l'Union européenne n'a cependant pas décidé de maintenir cette disposition¹⁴ et le Parlement européen l'a suivi dans cette voie¹⁵. Il semble clairement en découler que les instances européennes qui ont adopté l'ancienne (ainsi que la nouvelle) directive électricité, ne parvenaient pas à se mettre d'accord à propos d'une telle disposition qui reconnaissait un droit de priorité absolu à des contrats conclus par des entreprises privées. Elles n'ont pas non plus remplacé cette disposition par une autre, plus nuancée, reconnaissant par exemple

¹¹ Voir paragraphe 68 de l'arrêt de la Cour.

¹² Voir proposition modifiée de Directive du Parlement européen et du Conseil concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité, J.O., C 123, du 04 mai 1994 p.1.

¹³ J.O., C 65, du 14 mars 1992.

¹⁴ J.O., C 315-18, du 24 octobre 1996.

¹⁵ J.O., C 20-55, du 20 janvier 1997.

un droit de priorité à certains contrats comme ceux conclus avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE, mais ont opté pour un mécanisme de dérogation limité dans le temps et contrôlé par la Commission européenne, à savoir celui prévu à l'article 24 de la directive 96/92/CE.

39. Le critère de non discrimination interprété par la Cour de Justice dans l'arrêt précité est également présent dans d'autres dispositions de la législation sectorielle. Ces dispositions doivent être également être interprétées dans le sens déterminé par la Cour.

Ainsi, le Règlement CE n°1228/2003 se réfère notamment au caractère non discriminatoire que doivent revêtir les normes décrivant les méthodes de gestion de la congestion (article 6.1 et annexe).

Il en est de même de plusieurs articles du règlement technique transposant les dispositions interprétées par l'arrêt de la Cour précité (ou les dispositions correspondantes de la directive 2003/54/CE), à savoir : son article 8 qui prévoit que le gestionnaire de réseau doit s'abstenir de toute discrimination dans le cadre de ses tâches et obligations, ou services prestés ; son article 180, §1^{er}, qui prévoit que le gestionnaire de réseau détermine les méthodes de gestion de la congestion de manière non discriminatoire ; et son article 183, §2, qui prévoit que les méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers sont non discriminatoires.

Au sujet du Règlement CE n°1228/2003, il convient de remarquer que son annexe prévoit, concernant la situation des contrats de long terme, d'une part que « des droits d'accès prioritaires à une capacité d'interconnexion ne peuvent pas être attribués aux contrats qui violent les articles 81 et 82 du traité » et d'autre part que « les contrats à long terme existants n'ont aucun droit de préemption au moment de leur renouvellement ». Certains déduisent de ces dispositions ainsi que du « *Discussion paper on congestion management* »¹⁶, du 8^{ème} Forum européen sur la régulation de l'électricité en février 2002 (également appelé « Forum de Florence) ou encore d'autres documents du Forum de Florence qu'à contrario, les contrats de long terme qui ne violent pas les articles 81 et 82 du traité doivent pouvoir être

¹⁶ Ce document précise que : « the directive on internal market on electricity does not prohibit long term contracts if they were concluded before the adoption of the directive. However, their validity remains to be considered under competition rules on a case by case basis taken into account foreclosure effects ».

honorés et donc bénéficiaire d'un caractère prioritaire, sauf en cas de renouvellement. La Cour de Justice n'a pas accepté cette argumentation dans son arrêt du 7 juin 2005, et n'a pas estimé que les dispositions de ce règlement étaient de nature à remettre en cause son interprétation des articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE.

III.5. Analyse

Introduction

40. En Belgique, contrairement à la situation aux Pays-Bas, il n'existe aucune mesure prise par le CREG ou par le législateur belge prévoyant une allocation prioritaire de capacité de transport transfrontalier d'électricité pour l'exécution des contrats historiques.

La décision d'allouer prioritairement de la capacité de transport transfrontalier a jusqu'ici émané du gestionnaire du réseau de transport Elia. Lorsque la CREG, au début de son analyse, a interrogé Elia à ce sujet, Elia a à plusieurs reprises expliqué à la CREG (notamment dans ses courriers des 21 et 22 mai 2003) que si elle attribuait une priorité à des contrats de long terme, c'est parce qu'elle était concernée par ces contrats conclus antérieurement à la constitution d'Elia, dans la mesure où la partie de ces contrats relative au transport d'électricité lui avait été valablement apportée par la CPTÉ scrl en 2001. Elia expliquait alors qu'elle était tenue d'exécuter ceux-ci et par conséquent de leur accorder cette priorité tant qu'une décision de justice ou d'une autorité compétente n'aurait pas déclaré que ces contrats contrevenaient à des dispositions légales ou réglementaires.

41. Puisque Elia n'a pas désiré prendre position dans sa proposition de nouveau mécanisme d'allocation de capacité, sur la question du traitement des contrats historiques, mais a préféré laisser à la CREG le choix entre le maintien ou la suppression du traitement prioritaire de ces contrats, la CREG détermine dans ce qui suit au terme d'une analyse au regard des principes dégagés par la Cour de Justice dans son arrêt du 7 juin 2005, quelle est l'option qu'elle juge appropriée.

Traitement différencié ?

42. La capacité disponible sur l'interconnexion doit en principe être disponible de la même manière pour toute entreprise désireuse d'importer de l'énergie en Belgique ou par la Belgique. Il est dès lors primordial que les méthodes d'allocation de la capacité de transport transfrontalier d'électricité mises en œuvre par Elia, traite tous les acteurs sur le marché sur un pied d'égalité. Or, allouer prioritairement de la capacité de transport transfrontalier d'électricité à certaines entreprises, à savoir celles ayant conclu des « contrats de long terme » à une époque où il n'existait encore aucune concurrence sur ce marché, revient le plus souvent à traiter plus favorablement des entreprises qui sont d'anciens monopolistes, dont la plupart jouissent par ailleurs encore actuellement d'une position dominante sur leurs marchés en phase de libéralisation respectifs.

Une évaluation prudente réalisée sur base des données dont la CREG dispose indique pour 2006 une capacité disponible de 1700 MW en été et de 2700 MW en hiver¹⁷. Les [information confidentielle] MW du contrat Chooz B correspondent respectivement à [information confidentielle]% de la capacité disponible en été, et [information confidentielle]% de la capacité disponible en hiver. Quant aux 350 MW du contrat SEP, ceux-ci correspondent respectivement à 20,5% de la capacité disponible en été, et 13% de la capacité disponible en hiver. Ensemble, ces contrats occuperaient, en cas de maintien du régime d'allocation prioritaire, jusqu'à [information confidentielle]% de la capacité disponible en été en 2006, ce qui ne laisserait que peu de capacité à la disposition des autres opérateurs pourtant nombreux à chercher à en obtenir. Il ne resterait ainsi à la disposition de ces derniers qu'une capacité annuelle de [information confidentielle] MW au maximum à se partager, alors qu'ils ont eux aussi précisément besoin de stabilité, à savoir notamment la certitude de pouvoir importer une quantité déterminée d'électricité de manière régulière. Du fait de cette situation, ceux-ci subiraient par conséquent un important désavantage dans la concurrence par rapport à Electrabel, SPE et SEP/NEA, d'autant que vu le monopole d'Electrabel au niveau de la production d'électricité en Belgique, le jeu de la concurrence en matière de fourniture d'électricité ne peut pratiquement s'exercer que par l'électricité produite à l'étranger et en

¹⁷ On ne saurait ici se baser sur des données publiées par ETSO relatives aux capacités disponibles. Celles-ci ne reflètent pas la réalité et ne sont d'ailleurs que purement indicatives (« non-binding »). Ces données sont basées sur une méthode de calcul standardisée qui ne tient pas compte des particularités locales.

particulier en France¹⁸. Cette situation ne permettrait pas au nouveau système d'enchères proposé d'ouvrir le marché belge à une concurrence effective.

43. On peut ainsi déduire de tous ces éléments que dans le sens de la France vers la Belgique à la frontière sud, le maintien, au moment du démarrage opérationnel du nouveau système d'enchères, d'un accès prioritaire aux contrats Chooz B et SEP, et donc à Electrabel, SPE et SEP/NEA, constituerait un traitement différencié.

Absence de dérogation sur base de l'article 24 de la directive 96/92/CE

44. Pour déterminer si une différence de traitement constitue une discrimination, il faut vérifier si cette différence de traitement se justifie ou non par des circonstances objectives, tenant notamment au caractère non comparable des situations. Le simple fait que des entreprises aient conclu des contrats de long terme avant la libéralisation ne permet pas de considérer que ces entreprises sont placées dans une situation différente par rapport à d'autres entreprises. Le but de la libéralisation est en effet précisément de supprimer les avantages dont certaines entreprises ont pu bénéficier autrefois en prévoyant des règles selon lesquelles tous les opérateurs doivent être placés sur un pied d'égalité. Exiger comme condition de la part d'entreprises, pour pouvoir être traitées plus favorablement, qu'elles aient conclu des contrats de long terme alors que seules les entreprises existant avant la libéralisation peuvent remplir cette condition, porte directement atteinte aux exigences et principes même de la libéralisation, et notamment au droit d'accès au réseau de tout opérateur, reconnu expressément par la législation applicable au secteur.

45. La Cour de Justice a reconnu ces principes dans son arrêt du 7 juin 2005 et a estimé que les situations particulières issues du contexte juridique existant avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE étaient traitées dans une disposition spécifique, à savoir l'article 24 de la directive 96/92/CE et son régime dérogatoire. Des arguments liés à ce contexte juridique antérieur ne pourraient ainsi constituer, en dehors de l'application de l'article 24 précité, de justifications objective au traitement différencié visé.

¹⁸ De même, ainsi que la Cour l'a précisé dans son arrêt, le jeu de la concurrence en matière de fourniture d'électricité aux Pays-Bas ne peut pratiquement s'exercer que par l'électricité produite à l'étranger (et éventuellement transportée via la Belgique).

46. Un traitement différencié de la part d'Elia consistant en l'accès prioritaire de Electrabel, SPE et SEP/NEA au réseau de transport transfrontalier d'électricité ne peut dès lors être objectivement justifié. En effet, à l'instar des Pays-Bas, la Belgique n'a pas recouru à l'article 24 de la directive 96/92/CE pour solliciter une dérogation temporaire en ce sens aux articles 7.5 et 16 de celle-ci en faveur des parties aux contrats Chooz B et SEP/NEA.

En réponse à une demande adressée en ce sens par la CREG fin avril 2003, le Secrétaire d'Etat alors en charge de l'Energie a en effet répondu à la CREG que la Belgique n'avait demandé à pouvoir bénéficier d'aucun régime transitoire « article 24 » à la Commission européenne.

La CREG a obtenu confirmation par la CRE qu'une telle demande basée sur l'article 24 de la directive 96/92/CE n'avait pas non plus été faite par la France.

Pertinence des principes dégagés par la Cour de Justice dans son arrêt du 7 juin 2005 pour la situation de la frontière franco-belge

47. L'argument selon lequel l'arrêt de la Cour du 7 juin 2005 n'affecterait pas les droits de priorité du contrat Chooz B en raison du fait que le contexte factuel dans lequel cet arrêt s'insère diffère de la situation dans laquelle se trouvent les parties au contrat Chooz B (Electrabel et SPE) n'est pas convaincant.

48. La première différence invoquée consiste dans le fait que dans le cas du contrat Chooz B, il ne s'agirait pas d'une fourniture commerciale depuis la France vers la Belgique entre entreprises indépendantes, mais de l'accès à et de l'utilisation, par Electrabel et SPE, de leur propre électricité produite en France par une centrale dont ils sont copropriétaires avec EDF.

Il y a lieu tout d'abord de se demander si on peut véritablement parler d'un droit de propriété dans le chef d'Electrabel et SPE vis-à-vis de Chooz B. L'article 7 du contrat Chooz B permet d'en douter puisque celui-ci dispose que « les installations des tranches B1 et B2 sont propriété d'EDF et sont construites, mises en service et exploitées par lui dans les mêmes conditions techniques que le reste de son parc nucléaire ». La législation française exigeait en effet qu'EDF reste seule propriétaire de la centrale. Par conséquent, même si le contrat Chooz B se rapproche par sa nature d'un contrat d'association, il peut difficilement être

autrement considéré que comme un contrat d'achat d'électricité par Electrabel et SPE à EDF.

Ensuite, la conception selon laquelle l'interprétation donnée par la Cour ne serait pertinente que dans le cas où les droits de priorité sont accordés pour l'exécution d'un contrat de vente d'électricité ne peut être partagée par la CREG. En effet, le paragraphe 88 de l'arrêt de la Cour précité est formulé de manière très générale puisqu'il parle de « mesures nationales accordant à une entreprise une capacité prioritaire de transport transfrontalier d'électricité », sans préciser que ce soit dans le cadre d'un contrat de fourniture commerciale d'électricité. La même constatation peut être faite par rapport à la formulation utilisée au paragraphe 71 de l'arrêt qui parle « d'accès prioritaire donné à un opérateur en raison d'engagements pris avant l'entrée en vigueur de la directive », sans que le type d'engagements visés ne soit précisé alors que la Cour aurait pu le faire. On peut donc en déduire que la Cour a volontairement utilisé une formulation large pour que son interprétation des articles 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE couvre tout type d'allocation prioritaire liée à un engagement, indépendamment du type d'engagement qui serait concerné. La Cour a voulu viser tous les engagements pour lesquels le régime transitoire de l'article 24 de la directive 96/92/CE pouvait s'appliquer.

En outre, au paragraphe 58 de l'arrêt, la Cour précise, ainsi que mentionné ci-dessus, que l'existence d'une discrimination doit s'apprécier sans tenir compte des situations particulières issues du contexte juridique existant avant l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE puisque ces situations particulières sont traitées par une disposition spécifique : l'article 24 de cette directive. Dès lors, les considérations liées au prétendu droit de propriété d'Electrabel et SPE sur la centrale de Chooz B et à l'absence de transfert commercial de l'électricité auraient pu être invoquées pour tenter de justifier la nécessité d'une dérogation sur base de l'article 24 de la directive 96/92/CE, mais pas pour prétendre à l'absence de traitement discriminatoire. Dans le cas particulier de Chooz B, l'engagement qui n'aurait plus pu être honoré consiste en la fourniture en Belgique de la part de l'énergie électrique revenant respectivement à Electrabel et à SPE.

49. La seconde différence invoquée est que dans le cas du contrat Chooz B, on ne pourrait véritablement parler de transfert transfrontalier d'électricité au vrai sens du terme puisque les investissements réalisés par Electrabel et SPE dans Chooz B sont liés à des investissements réciproques d'EDF en Belgique et ont mené à une mise en commun de fait des activités nucléaires belges et françaises ignorant les frontières étatiques.

Cette conception des choses néglige le fait que pour que l'on puisse parler de transfert transfrontalier d'électricité, il faut et il suffit que l'électricité franchisse la frontière entre deux pays. Or, l'énergie électrique livrée par EDF à Electrabel et SPE franchit bel et bien la frontière franco-belge. Le fait que des droits de propriété (à supposer qu'ils existent dans le cas présent) soient détenus dans des centrales situées dans d'autres Etats membres n'y change rien. Même si le but ultime de la libéralisation du marché de l'électricité est la création d'un marché unique, sans frontières, la logique qui prévaut aujourd'hui est toujours nationale, et c'est notamment en garantissant un traitement non discriminatoire des demandes de capacité aux frontières par les gestionnaires de réseau de transport que l'on peut faire progresser l'intégration des marchés de l'électricité.

50. Un troisième élément invoqué pour prétendre à un contexte factuel différent dans le cas du contrat Chooz B, est le fait que la centrale de Chooz B a été construite en France à la demande expresse de l'autorité belge et après approbation par le Comité de contrôle de l'électricité et du gaz, et que cette centrale avait pour but (et l'a toujours) de garantir un approvisionnement optimal en électricité des consommateurs belges comme l'aurait confirmé la proposition de décision de la CREG du 30 septembre 2004.

Contrairement à ce qui est prétendu, cet élément présente de nombreuses similitudes avec le contexte factuel dans lequel s'est inséré l'arrêt de la Cour.

En premier lieu, le fait que le contrat Chooz B aurait été conclu sous l'égide des gouvernements respectifs et avec le soutien du Comité de Contrôle à l'époque ne permet pas de justifier le bénéfice d'un droit préférentiel d'utilisation du réseau de transport transfrontalier d'électricité. Au sujet des contrats conclus par la SEP en vertu de la loi néerlandaise et avec l'approbation du ministre compétent, la Cour a en effet affirmé au paragraphe 79 de son arrêt « qu'un Etat membre ne saurait lier la Communauté de telle sorte que celle-ci ne pourrait entreprendre ou poursuivre la libéralisation du marché de l'électricité ».

Ensuite, le fait que le contrat Chooz B avait pour but de garantir un approvisionnement optimal en électricité des consommateurs, n'est pas non plus un argument pertinent. Cet argument, invoqué par NEA devant la Cour, n'a en effet pas été retenu par elle pour justifier le bénéfice de l'allocation prioritaire de capacité aux trois contrats conclus dans le cadre de l'accomplissement de sa mission d'intérêt économique général. Une nouvelle fois, cet

argument aurait, par contre, pu être utilisé pour essayer de justifier, en vertu de l'article 24 de la directive 96/92/CE, une dérogation aux articles 7.5 et 16 de cette directive.

La position de la CREG par rapport au contrat Chooz B peut sembler en contradiction avec la solution préconisée par elle dans sa proposition de décision (B) 040930 -CDC-357 relative 'aux méthodes d'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie à long terme avec les réseaux étrangers', du 30 septembre 2004, et en particulier avec son paragraphe 51 qui argumentait que la priorité accordée au contrat Chooz B pouvait être justifiée par l'intérêt général. En réalité, cette proposition de décision (qui n'est pas une décision définitive et qui ne lie dès lors pas la CREG) a été prise dans un contexte différent : la CREG, considérant la situation de la Belgique de manière isolée, craignait non pas la survenance de problèmes techniques, en matière de sécurité d'approvisionnement, en cas de suppression de la priorité accordée à ce contrat, mais des conséquences au niveau des prix préjudiciables aux consommateurs. L'arrêt de la Cour de Justice du 7 juin 2005 a modifié la situation en décidant que les droits prioritaires devaient être levés si leur maintien n'avait pas été autorisé expressément par la Commission européenne en vertu de l'article 24 de la directive 96/92/CE. Les principes dégagés par la Cour vont nécessairement avoir des implications dans toute l'Europe et contribuer ainsi à une intégration plus importante des marchés. Si la CREG adopte aujourd'hui une position différente, c'est parce qu'elle doit à présent tenir compte de ce nouveau contexte et ne plus considérer la Belgique de manière isolée.

51. Le fait que des droits prioritaires bénéficient à une entreprise qui n'est pas ou n'a jamais été en situation de monopole ne pourrait être invoqué pour justifier l'absence de discrimination au sens de l'article 7.5 et 16 de la directive 96/92/CE. En effet, ni ces articles, ni l'article 24 de la même directive, ni l'interprétation qu'en donne la Cour dans son arrêt, ne limitent leur champ d'application aux opérateurs en situation de monopole. Bien entendu, la plupart du temps il n'existait qu'un opérateur historique avant l'ouverture du marché, et donc une seule entreprise en mesure de « prendre des engagements » au sens de l'article 24 de la directive 96/92/CE, mais cela n'était pas toujours le cas. Aussi, toute allocation prioritaire de capacité qu'elle le soit à un acteur de moindre importance comme SPE qui a pris part au contrat Chooz B, ou à un acteur dominant, est-elle considérée comme discriminatoire lorsqu'elle n'a pas été autorisée dans le cadre de l'article 24 de la directive 96/92/CE.

52. Il a été prétendu que le raisonnement de la Cour ne pouvait être appliqué tel quel à la situation de la Belgique où l'allocation prioritaire de capacité n'émanerait ni du législateur, ni

de la CREG, mais bien du gestionnaire de réseau Elia. Elia n'aurait pas pu demander de dérogation sur base de l'article 24 de la directive 96/92/CE puisque cet article s'adresse uniquement aux Etats membres. Cet article 24 ne pourrait dès lors être invoqué à l'encontre d'Elia dans le cadre de l'analyse de conformité au critère de non discrimination. Dès lors, selon ce raisonnement, les anciens contrats se trouvant dans une situation différente de celle des nouveaux contrats, l'allocation prioritaire de capacité en vue de l'exécution de ces contrats ne constituerait pas une violation de l'article 7.5 de la directive 96/92/CE.

Cette interprétation doit être rejetée. L'arrêt de la Cour affirme en effet clairement que l'article 7.5 de la directive 96/92/CE s'oppose également à des mesures émanant du (seul) gestionnaire du réseau accordant à une entreprise une capacité prioritaire de transport transfrontalier lorsque ces mesures n'ont pas été autorisées dans le cadre de la procédure prévue à l'article 24 de la même directive. Ainsi ce n'est pas parce que les mesures en question émanent d'un gestionnaire de réseau, qu'il n'appartenait pas à l'Etat compétent, soit de sa propre initiative, soit à la demande des parties aux contrats historiques, de demander une dérogation sur base de l'article 24 de la directive 96/92/CE. Dans le cas de la Belgique, Elia, qui n'a été créée que bien après l'expiration de la période pendant laquelle des demandes de régime transitoire pouvaient être notifiées auprès de la Commission européenne, aurait alors dû tenir compte de ces éventuelles dérogations au moment de l'élaboration des règles d'allocation de capacité. Ensuite, appréhender de manière différente le principe de non discrimination contenu aux articles 7.5 et 16 de la directive selon que les mesures émanent du gestionnaire de réseau d'une part ou du législateur ou du régulateur d'autre part, aboutirait à des applications différentes et donc à des inégalités entre les différents états membres, ce qui contreviendrait à l'objectif de la libéralisation qui consiste à atteindre un niveau comparable d'ouverture des marchés et un degré comparable d'accès aux marchés de l'électricité, et ainsi à faire disparaître les différences entre les Etats membres (douzième considérant de la directive 96/92/CE et vingt-et-unième considérant de la directive 2003/54/CE). En pratique cela pourrait en outre aboutir à des situations difficilement gérables où deux gestionnaires de réseau voisins se retrouvent dans l'impossibilité de se mettre d'accord et de coordonner leur action.

Conséquence

53. Il en résulte que le fait pour Elia, au moment de la mise œuvre opérationnelle du nouveau mécanisme d'enchères, d'allouer prioritairement à Electrabel, SPE et SEP/NEA une partie de la capacité de transport transfrontalier d'électricité pour l'exécution du contrat

Chooz B et SEP, mais sans que la procédure prévue à l'article 24 de la directive 96/92/CE ait été respectée, serait considéré comme discriminatoire au sens de l'article 9.e) de la directive 2003/54/CE, de l'article 6.1 et des orientations de l'annexe du règlement CE n°1228/2003, et partant des articles 8, 180, §1^{er}, et 183, §2 du règlement technique, et donc comme contraire à ces articles. La CREG ne pourrait approuver une telle allocation prioritaire de capacité sous peine de violation des articles 20.1 et 23.1.a) de la directive 2003/54/CE et des articles 180, §2 et 183, §2 du règlement technique.

54. Il convient de préciser à ce stade que le fait que le passage du contrat SEP à la frontière sud se fasse à des fins de transit n'a aucune incidence sur la manière dont doit être appréhendée la priorité de passage qui était accordée à SEP/NEA à cette frontière. En effet, en matière de demande d'allocation de capacité de transport transfrontalier, le transit est traité comme une importation/exportation. Toutes les demandes d'allocation doivent être traitées de manière non discriminatoire, qu'elles se fassent ou non dans l'optique d'un transit. D'une part, la directive 96/92/CE est applicable au transit d'électricité puisqu'elle donne une définition générale du concept de transport. D'autre part, le règlement n°1223/2003 qui vise tous les types d'échanges transfrontaliers, prévoit que les méthodes de gestion de la congestion doivent être non discriminatoires et être indépendantes des transactions.

Affirmer le contraire et prétendre que SEP/NEA aurait pu continuer à bénéficier d'un régime prioritaire aux deux frontières du pays qu'il traverse pour l'exécution du contrat de transit (et du contrat de fourniture qui y est lié) alors que SEP/NEA se verrait refuser cette priorité à l'une de ces frontières, à savoir la frontière nord, par le gestionnaire de réseau de transport hollandais pour l'exécution du même contrat de fourniture, n'aurait d'ailleurs aucun sens puisque cela reviendrait à traiter le même opérateur, pour l'exécution du même engagement, différemment en fonction de la frontière et du gestionnaire de réseau concernés.

Principe de sécurité juridique et de protection de la confiance légitime

55. La Cour de Justice dans son arrêt du 7 juin 2005 a rejeté l'argument avancé par SEP/NEA basé sur les principes de protection de la confiance légitime et de sécurité juridique. L'argumentation de la Cour peut s'appliquer mutatis mutandis à la situation belge.

En effet, tout comme SEP/NEA, Electrabel et SPE ne sont pas justifiées à placer leur confiance légitime dans le maintien d'une situation existante qui peut être modifiée dans le cadre du pouvoir d'appréciation des institutions communautaires¹⁹, et ces institutions n'ont jamais adopté de comportement pouvant laisser croire à un statu quo législatif au niveau communautaire. Aucune de ces entreprises ne pourraient dès lors invoquer le principe de protection de la confiance légitime pour justifier le maintien de leur droit de priorité aux capacités de transport transfrontalier d'électricité.

Le fait que ces entreprises subiraient un dommage important du fait de la suppression du système de priorité actuel n'est pas non plus de nature à remettre en question l'appréciation qui précède²⁰. L'existence d'un tel dommage n'est par ailleurs pas établie.

De même, selon les mots de la Cour, le principe de sécurité juridique n'exige pas l'absence de modification législative, mais requiert que le législateur (communautaire) tienne compte des situations particulières des opérateurs économiques et prévoie, le cas échéant, des adaptations à l'application des nouvelles règles juridiques²¹. Or, le législateur communautaire a justement prévu une disposition permettant de tenir compte des situations particulières des opérateurs économiques, à savoir l'article 24 de la directive 96/92/CE qui prévoyait la possibilité d'un régime dérogatoire. Nous l'avons vu, aucun des trois pays concernés par les contrats SEP/NEA, et Chooz B n'a demandé à pouvoir bénéficier de ce régime dérogatoire.

En outre, la résiliation des contrats concernés ne serait qu'une conséquence éventuelle de la disparition du régime de priorité. D'une part, rien ne dit que ces contrats ne pourraient continuer à passer la frontière, même en partie, par l'application des méthodes d'allocation « de droit commun » (comme les mécanismes d'enchères explicites proposés). D'autre part, l'électricité achetée ou fournie en vertu des contrats Chooz B et SEP pourrait toujours être vendue en dehors de la Belgique ou des Pays-Bas.

56. Il ne pourrait en outre être prétendu que la CREG elle-même ait agi de manière à faire naître une croyance légitime dans le chef des parties aux contrats de long terme, quant au maintien du droit d'accès prioritaire de ces contrats. En effet, la CREG n'a jusqu'ici pris aucune décision définitive autorisant qu'un droit d'accès prioritaire soit reconnu à ces

¹⁹ CJCE, 14 octobre 1999, *Atlanta AG et autres c. Commission des Communautés européennes et Conseil de l'Union européenne*, Affaire C-104/97 P, Rec. 1999, p. I-6983, §52.

²⁰ *Op. cit.*, §54.

²¹ § 82 de l'arrêt du 7 juin 2005.

contrats, ni promis ou même toléré le maintien de ce droit. Au contraire, la CREG s'est à ce sujet toujours montrée extrêmement prudente en émettant, si nécessaire, des réserves dans ses propos de même que dans ses échanges de courrier avec Elia et veillé à ce que nul ne puisse penser qu'elle marquait un quelconque accord par rapport au traitement réservé à ces contrats. De même la CREG a veillé à ne pas se prononcer sur le sujet avant d'avoir examiné ces contrats et avoir laissé les parties à ceux-ci s'exprimer sur les résultats de ses analyses provisoires.

57. En outre, le fait que la Commission européenne et les principaux Etats membres concernés aient tenu dans le cadre de l'affaire C-17/03 une position opposée à celle soutenue par la Cour dans son arrêt du 7 juin 2005, n'est pas un argument valable pour justifier l'inapplication des principes dégagés par la Cour à la situation aux frontières de la Belgique avec la France et les Pays-Bas.

Pour assurer l'application et l'interprétation uniforme du droit communautaire, la Cour a été investie par le Traité CE (article 234) du monopole de l'interprétation de ce droit. Par conséquent, seule l'interprétation donnée par la Cour est juridiquement obligatoire et authentique, caractéristiques auxquelles ne peut ainsi prétendre une interprétation donnée par un acte non formel de la Commission (observations écrites dans le cadre de l'affaire précitée) ou encore par les autorités nationales des Etats membres²².

L'interprétation donnée par la Cour s'incorpore à la norme interprétée, en dégage le sens et la portée objective et, même si elle doit contribuer à sa solution concrète, a une portée plus générale et dépasse le cadre du litige à l'occasion duquel elle est donnée. L'arrêt interprétatif a donc un effet « erga omnes » ou encore une valeur de « précédent »²³, ce qui signifie qu'on ne peut s'en écarter dans d'autres cas d'espèce (sauf à ordonner un nouveau renvoi préjudiciel). C'est précisément cette « autorité de chose interprétée »²⁴ que la CREG a veillé à respecter dans son analyse, en démontrant le cas échéant pourquoi l'interprétation donnée par la Cour était également pertinente et applicable dans le cas de la situation belge.

²² CJCE, 18 juin 1970, *Hauptzollamt Bremen-Freihafen c. Waren-Import-Gesellschaft Krohn & Co*, affaire C-74/69, *Rec.*, 1970, p.451, §§ 9 à 11.

²³ S., VAN RAEPENBUSCH, « Droit institutionnel de l'Union et des Communautés européennes », Bruxelles, De Boeck Université, 2001, 3^e édition, pp.455 et 456.

²⁴ D., SIMON, « Le système juridique communautaire », Paris, Presses universitaires de France, 2001, 3^e édition, point 579.

Selon la CREG, l'interprétation donnée par la Cour est claire et facilement transposable à d'autres affaires, ce qui l'amène à insister sur la nécessité d'une application uniforme de cette interprétation à toutes les frontières des Etats membres et ce afin de ne pas créer de distorsions de concurrence du fait du traitement différent et unilatéral de contrats de long terme aux différentes frontières. La Cour a d'ailleurs insisté sur ce point dans son arrêt en estimant que seul le recours au régime prévu à l'article 24 de la directive 96/92/CE pouvait garantir une uniformité de traitement.

58. La CREG en conclut que, à partir du moment où aucune demande d'allocation prioritaire à un ou plusieurs opérateurs n'a été faite sur base de l'article 24 de la directive 96/92/CE, il doit être mis fin à tout traitement prioritaire existant lié à d'anciens contrats de long terme, que ce traitement émane du législateur, de la loi, du régulateur, qu'il soit lié ou non à un transit, que l'entreprise bénéficiaire soit ou non en position dominante sur un marché, et que la capacité concernée soit ou non significative.

IV. ANALYSE DES MÉCANISMES D'ALLOCATION DE CAPACITE ET DE GESTION DE LA CONGESTION SUR L'INTERCONNEXION FRANCE-BELGIQUE PROPOSES PAR ELIA

IV.1. Remarques et réserves préliminaires

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

60. Dans le dossier introduit le 28 octobre 2005 auprès de la CREG, de même que dans un communiqué de presse publié le 10 novembre 2005 sur son site Internet, Elia annonce qu'elle souhaite appliquer les nouvelles règles proposées début 2006 (le 1^{er} janvier) et que les premières enchères (qui concernent l'allocation annuelle 2006 et l'allocation mensuelle pour le mois de janvier) sont attendues entre le 16 et le 22 décembre.

Vu la date tardive de la notification à la CREG de la proposition d'Elia par rapport aux délais d'implémentation envisagés par Elia et la complexité de certains éléments du dossier, la CREG n'a pu réaliser un examen approfondi de la proposition d'Elia, et en particulier des modalités d'application des mécanismes proposés. La CREG n'a par ailleurs pas eu la possibilité de réaliser une consultation complète du marché au sujet de cette proposition (alors qu'une telle consultation est visiblement souhaitée) et encore moins pu réaliser de manière complète la concertation nécessaire avec la CRE.

Etant donné ces éléments, la CREG se réserve la possibilité, le cas échéant par une décision ultérieure, d'émettre des remarques sur des aspects contenus dans la proposition dont des aspects juridiques liés notamment à la suspension et la suppression de l'habilitation, au régime des responsabilités, etc.. Par ailleurs, dans les limites de ses compétences, la CREG ne peut dans la présente décision se prononcer sur des implications d'ordre tarifaire découlant de la proposition. Enfin, concernant les aspects techniques et pratiques de la proposition, la CREG expose au titre IV.3 de la présente décision les premières remarques qu'elle est en mesure de formuler à ce stade, sur base des éléments d'appréciation développés au titre IV.2 ci-dessous. Dès lors, d'une manière générale, la

CREG se réserve le droit de formuler de nouvelles remarques ou de compléter les remarques existantes ultérieurement.

IV.2. Éléments d'appréciation pris en considération

61. Sur base des textes légaux présentés sous le titre I, un certain nombre d'éléments d'appréciation ont été pris en considération pour élaborer la présente décision. Ces éléments d'appréciation, chacun analysés ci-après, sont les suivants :

- la non-discrimination dans les méthodes de gestion de la congestion et d'allocation des capacités ;
- les problèmes de congestion du réseau qui sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est à dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché ;
- la méthode de gestion des congestions qui doit être basée sur le marché ;
- les solutions aux problèmes de congestion doivent donner des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés ;
- la fermeté des capacités allouées ;
- la capacité maximale de l'interconnexion est mise à disposition des opérateurs du marché ;
- la compensation des flux d'énergie dans les deux directions sur les lignes d'interconnexions (*netting*) ;
- la ré-attribution au marché des capacités attribuées non utilisées ;
- le *redispatching* et ses modalités de mise en œuvre ;
- l'organisation des enchères et en particulier le séquençement des opérations ;
- le plafonnement de la quantité de capacité qui pourrait être achetée par un acteur du marché ;

- la transparence relative aux règles d'allocation et aux méthodes de gestion de la congestion, aux informations directement liées à l'allocation des capacités ainsi que la transparence relative au fonctionnement général du marché ;
- l'harmonisation des méthodes de gestion de la congestion quand celle-ci affecte au moins deux interconnexions ;
- la répartition des capacités sur les différents horizons temporels.

62. Un premier élément d'appréciation concerne la non discrimination. Les méthodes de gestion de la congestion et d'allocation des capacités doivent être non discriminatoires. Cet élément d'appréciation doit être respecté par la méthode proposée. Cet élément d'appréciation est notamment basé sur l'article 6 du règlement n°1228/2003 et sur les articles 180, §1^{er}, et 183, §2, du règlement technique. Il est fait notamment application de cet élément d'appréciation dans la partie de la présente décision relative au traitement des contrats historiques (voir paragraphes 40 à 58 ci-avant).

63. L'article 6.1 du règlement n°1228/2003 prévoit, ensuite, que les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est-à-dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché. L'annexe du règlement ajoute, à l'article 3 de la section « Généralités » que 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, est maintenue à un minimum lors de la conception des règles des méthodes spécifiques pour la gestion de la congestion. Cet article précise également que pour toute différence dans la façon dont les transactions sont traitées, il convient de démontrer qu'elle n'entraîne pas de distorsion de la concurrence et ne gêne pas le développement de celle-ci. Enfin, le règlement technique reprend la recommandation visant à minimaliser dans la mesure du possible, lors de la gestion d'une congestion, toute différence de traitement entre les divers types de transactions. Cet élément d'appréciation découle du principe de non discrimination.

64. Un autre élément d'appréciation a trait au type de méthode de gestion des congestions: l'article 6.1 du règlement n°1228/2003 stipule que les solutions aux problèmes de congestion doivent être basées sur le marché. L'interprétation de ces termes est notamment fournie par les nouvelles lignes directrices. Celles-ci précisent, à l'article 2.1.(1), que seules les méthodes de gestion de la congestion réalisées au moyen d'enchères

explicites (de la capacité) ou implicites (de la capacité et de l'énergie) répondent à cette condition.

65. Ensuite, l'article 6.1 du règlement n°1228/2003 prévoit que les solutions aux problèmes de congestion doivent donner des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés. Cette condition se trouvait déjà reprise dans l'article 180, §3, 3°, du règlement technique qui précise que le gestionnaire de réseau doit veiller à ce que les méthodes de gestion de la congestion fournissent des signaux économiques appropriés aux utilisateurs du réseau concernés. Les nouvelles lignes directrices précisent, à l'article 2.4. (7), (8) et (9) que les méthodes d'allocation de la capacité et de gestion de la congestion révéleront la valeur de la capacité, feront en sorte que la capacité sera allouée à ceux qui placent la plus haute valeur sur celle-ci et que les acquéreurs de la capacité devront payer celle-ci sur base de sa valeur économique.

66. L'élément d'appréciation suivant concerne la fermeté des capacités allouées. En ce qui concerne le niveau de fermeté des capacités allouées, l'article 6.2 du règlement n°1228/2003 précise que les restrictions de transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau doit agir de façon expéditive. Les nouvelles lignes directrices stipulent, à l'article 4.1.(2), que les droits d'accès relatifs aux allocations à long et moyen terme correspondront à des droits fermes de capacités de transport. Ces mêmes nouvelles lignes directrices stipulent également, à l'article 1.8 que les gestionnaires de réseau optimiseront la mesure selon laquelle la capacité est ferme. En ce qui concerne la clarté de la définition du niveau de fermeté proposé par le gestionnaire de réseau, l'article 184, 3°, du règlement technique prévoit que les méthodes d'allocation de la capacité visent notamment à déterminer les conditions précises de fermeté pour la capacité mise à disposition des acteurs du marché. Les conditions de fermeté proposées par le gestionnaire de réseau doivent donc être clairement présentées. Enfin, en ce qui concerne la possibilité de recourir à l'interruption des échanges transfrontaliers, déjà prévue à l'article 181, §2 du règlement technique, l'article 6.2 du règlement n°1228/2003 précise que, sauf cas de force majeure, les opérateurs de marché auxquels a été attribué une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

67. Ensuite, suivant l'article 6.3 du règlement n°1228/2003 la capacité maximale de l'interconnexion devrait être mise à disposition des opérateurs du marché. L'annexe du règlement prévoit que toute la capacité disponible doit être offerte au marché, notamment au

travers d'une série de ventes aux enchères à des horizons différents. L'article 181, §1^{er}, 1°, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion ont pour objectif d'offrir toute la capacité disponible au marché, en organisant le cas échéant, une vente aux enchères dans laquelle les capacités peuvent être vendues pour une durée différente. L'article 181, §1^{er}, 2°, du règlement technique reprend l'allocation de la capacité disponible au travers d'une série de ventes qui peuvent être tenues sur base temporelle différente. Enfin, l'article 183, §3, du règlement technique prévoit que les méthodes pour l'allocation de capacités visent à optimiser l'utilisation de la capacité du réseau. La méthode d'allocation proposée doit donc veiller à allouer la totalité de la capacité disponible au marché.

68. De plus, suivant l'article 6.5 du règlement n°1228/2003, les flux d'énergie sont compensés dans les deux directions sur les lignes d'interconnexion (*netting*), dans la mesure où c'est techniquement possible, afin de maximiser la capacité de transport dans la direction de la congestion. L'article 6.4 du règlement n°1228/2003 fournit les moyens relatifs à l'application de cet élément d'appréciation aux capacités de moyen et long terme en prévoyant que l'intention d'utiliser la capacité (nomination) doit être signalée par les opérateurs du marché suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée. Cette nécessité de compenser, dans la mesure du possible, les flux d'électricité dans des directions opposées se retrouve également à l'article 180, §3,1° du règlement technique.

69. Un autre élément d'appréciation pris en considération concerne la réattribution au marché des capacités attribuées non utilisées. Celui-ci se base sur l'article 6.4 du règlement n°1228/2003. L'article 181 §1^{er}, 4° du règlement technique prévoit également que les méthodes de gestion de la congestion ont pour objectif de permettre la commercialisation de la capacité offerte. L'article 184, 2°, stipule que les méthodes d'allocation des capacités visent notamment à mettre toute la capacité inutilisée à la disposition d'autres acteurs du marché. L'annexe du règlement n°1228/2003, point 8 des orientations pour les ventes aux enchères explicites, prévoit que la capacité est librement commercialisable jusqu'au moment où il est notifié au gestionnaire de réseau que la capacité achetée sera utilisée. L'article 1.12 des nouvelles lignes directrices prévoit que les capacités non utilisées et non allouées seront, soit commercialisées au travers d'un marché secondaire, soit rendues disponibles pour une réaffectation. Enfin, l'article 1.13 de ces nouvelles lignes directrices précise que chaque fois que c'est nécessaire, la réattribution des capacités non utilisées prendra également en compte les problèmes qui résultent du niveau de compétition, des questions

ayant trait à la structure des marchés et au pouvoir de marché et de l'obligation de procéder à la compensation de flux prévus.

70. L'élément d'appréciation suivant concerne le *redispatching* et ses modalités de mise en œuvre. L'article 6.6 du règlement n°1228/2003 prévoit que les recettes provenant des enchères peuvent notamment être utilisées pour la garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée. L'annexe du règlement prévoit, au point 2 de la section intitulée « Principes régissant les méthodes de gestion de la congestion » que le redéploiement coordonné transfrontalier de la production peut être utilisé par les gestionnaires de réseau. Il y est également spécifié que les frais engagés par les gestionnaires de réseau dans ce but doivent toutefois rester raisonnables. L'article 180, §4, 2°, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion doivent notamment être basées sur la coordination de l'appel des unités de production raccordées dans la zone de réglage et, moyennant l'accord du gestionnaire de réseau étranger, par l'appel coordonné des unités de production raccordée dans la zone de réglage étrangère concernée. En outre, l'article 1.2 des nouvelles lignes directrices offre la possibilité d'utiliser, quand les transactions prévues ne sont pas compatibles avec la sécurité opérationnelle du réseau, le redéploiement coordonné « *redispatching* » ou le « *countertrading* » de manière curative dans le cas où d'autres mesures de coût inférieur ne peuvent pas être appliquées et dans la mesure où les coûts associés sont économiquement efficaces.

71. Un autre élément d'appréciation vise l'organisation des enchères et en particulier le séquençement des opérations. L'article 6.4 du règlement n°1228/2003 prévoit que les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseau de transport concernés de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire. Le volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites précise, au point n° 3 que « Les procédures de vente aux enchères explicites (...) doivent être conçues de façon à permettre à des soumissionnaires de participer également aux sessions quotidiennes de tout marché organisé (c'est-à-dire bourse d'électricité) dans les pays concernés ». Enfin, l'article 1.12 des nouvelles lignes directrices prévoit que, pour permettre une réutilisation des capacités non utilisées, les participants au marché devront informer le gestionnaire de réseau avant la fermeture du marché « *day-ahead* » (des capacités) s'ils ont l'intention ou non d'utiliser leur capacité.

72. Un autre élément d'appréciation pris en considération concerne le plafonnement de la quantité de capacité qui pourrait être achetée par un ou plusieurs acteurs du marché afin de ne pas aggraver des problèmes relatifs à une position dominante. Cet élément d'appréciation est basé sur le point 7 du volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites qui précise que ce genre de mesure peut être pris en considération par les régulateurs lors de la conception d'un mécanisme d'enchères. La prise en considération d'un plafonnement pour des raisons de dominance de marché est reprise dans les nouvelles lignes directrices à l'article 2.4. (11) qui prévoient qu'en principe, tous les utilisateurs potentiels du réseau pourront participer au processus d'allocation sans restriction. Exceptionnellement, des restrictions pourront être faites pour des raisons de dominance du marché. Afin de ne pas risquer de créer ou d'aggraver des problèmes liés à toute position dominante d'acteur(s) du marché, l'autorité de régulation ou de concurrence compétente peut imposer, si c'est approprié, des restrictions en général ou sur une société individuelle pour des raisons de dominance du marché. D'après l'ERGEG, ce plafonnement doit pouvoir être imposé de manière préventive, c'est-à-dire avant même qu'un abus de position dominante par l'acteur dominant ait pu être prouvé. L'étude London Economics de 2004 relative à la structure et au fonctionnement du marché belge de l'électricité dans une perspective européenne confirme que la seule crainte d'abus potentiel de position dominante constitue une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants.²⁵ En ce qui concerne la question du pouvoir de marché lors de la mise aux enchères explicites ou implicites de capacité, Elia et RTE disposaient, en 2002, dans leur étude comparative de différentes méthodes d'allocation des capacités de transport d'électricité à l'interconnexion France-Belgique, que « les acteurs dominants exercent essentiellement leur pouvoir de marché par leur rôle plus ou moins grand de faiseurs de prix (*price maker*) sur les deux marchés interconnectés (à la fois sur les marchés bilatéraux, spot, ajustement). Dès lors qu'ils ont ce rôle, ils l'ont également sur le prix de la capacité. L'un des contrepois les plus efficaces est la publication d'informations très complètes tout au long du processus d'allocation, qui permettent de révéler le comportement des différents acteurs en terme de demande de prix d'offres et d'utilisation de la capacité acquise. Il est également possible de limiter la capacité acquise par acteur. » Elia et RTE stipulent dans leur étude comparative que « la définition du mécanisme d'interconnexion doit permettre une diminution du pouvoir

²⁵ “ It is important to stress that even the (credible) threat of such behaviour, or simply the uncertainty of how the incumbent will react after entry has occurred, could be enough to deter entry. Needless to say, the mere fact that an incumbent player has the possibility of adopting an abusive behaviour like that outlined before, which is clearly the case of the Belgian market, could have a detrimental effect on entry in all electricity markets.”

de marché des acteurs dominants et par-là une augmentation effective de la concurrence dans tous les pays de l'Union Européenne. »

73. L'élément d'appréciation suivant concerne la transparence relative aux règles d'allocation et aux méthodes de gestion de la congestion, aux informations directement liées à l'allocation des capacités ainsi que la transparence relative au fonctionnement général du marché. L'article 180 du règlement technique prévoit que le gestionnaire du réseau détermine de manière transparente les méthodes de gestion de la congestion qu'il applique, et que ces méthodes sont publiées (conformément à son article 26). De la même manière, l'article 183, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes d'allocation de la capacité disponible sont publiées (conformément à son article 26). L'article 5.3 du règlement n°1228/2003 et l'article 182, §1^{er}, du règlement technique prévoient notamment que le gestionnaire de réseau publiera des informations liées à l'allocation, dont notamment les prévisions de capacité disponible. Considérant que la transparence constitue une condition indispensable au bon fonctionnement d'un marché, les nouvelles lignes directrices vont plus loin en matière de transparence, et y consacrent toute la section 5. Afin de permettre à l'ensemble des acteurs du marché de disposer de la meilleure information et de les placer sur un pied d'égalité («*level playing field*»), ces nouvelles lignes directrices prévoient notamment la publication de données pertinentes relatives à l'offre (production : article 5.8.) et à la demande (consommation : article 5.7.) du marché de l'électricité. L'estimation de l'offre et de la demande futures d'électricité constitue en effet un des paramètres les plus importants pour la détermination du prix des enchères sur les interconnexions. Ces nouvelles lignes directrices prévoient également la publication des flux physiques (article 5.6).

74. Un autre élément d'appréciation a trait à l'harmonisation des méthodes de gestion de la congestion quand celle-ci affecte au moins deux interconnexions, c'est-à-dire quand une transaction sur une interconnexion influence de manière significative les flux physiques et les transactions possibles sur d'autres interconnexions (cette définition est tirée de l'article 2.1.(2) des nouvelles lignes directrices). L'article 1.9 de ces mêmes lignes directrices prévoit notamment que les méthodes de gestion de la congestion devront être coordonnées de manière à pouvoir être organisées sur base d'un horaire commun sur les frontières couplées. L'article 2.1.(2), (d), (e) et (f) des nouvelles lignes directrices précise en outre que les méthodes de gestion de la congestion devront être coordonnées. Ce qui signifie en particulier une compatibilité et une approche commune en ce qui concerne les horaires et les

heures de clôture des guichets (d), les produits en terme de période d'allocation (durée) (e) et un cadre contractuel cohérent avec les acteurs du marché (f).

75. Le élément d'appréciation suivant concerne la répartition des capacités sur les différents horizons temporels. Il offre la possibilité de réserver une partie de la capacité disponible pour l'horizon journalier. Cet élément d'appréciation repose sur l'article 2.4.(6) des nouvelles lignes directrices. Cet article prévoit une répartition appropriée de la capacité sur les différents horizons temporels. Celle-ci peut inclure une option pour garder un pourcentage minimum de la capacité de l'interconnexion pour l'allocation journalière et infra-journalière. Elle sera proposée par les gestionnaires de réseau et approuvée par les régulateurs. En définissant leur proposition, les gestionnaires de réseau prendront en compte : (a) les caractéristiques du marché, (b) les conditions opérationnelles, comme les implications de la compensation des nominations et (c) le degré d'harmonisation des pourcentages et des horaires des différents mécanismes d'allocation en place.

IV.3. Application du cadre légal et des éléments d'appréciation à la proposition d'Elia

IV.3.1 Généralités

76. Elia propose pour l'allocation des capacités sur la frontière France-Belgique une méthode de gestion de la congestion et d'allocation des capacités dont les caractéristiques générales correspondent à une mise aux enchères des capacités aux horizons annuels, mensuels et journaliers. Les enchères sont explicites, fermées et à un seul tour. Le paiement des capacités se fait au prix marginal. Ces caractéristiques générales semblent en conformité avec le principe de non-discrimination, avec l'élément d'appréciation suivant lequel les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, avec l'élément d'appréciation suivant lequel les solutions aux problèmes de congestion doivent être basées sur le marché et donner des signaux économiques efficaces, et en partie avec l'élément d'appréciation suivant lequel la capacité maximale de l'interconnexion doit être mise à disposition des opérateurs du marché.

77. La CREG considère que la possibilité pour tout acteur d'acquérir de la capacité sur une base annuelle est de la plus haute importance pour l'ouverture du marché belge à la concurrence.

IV.3.2 *Transparence*

78. Elia propose, à l'article 2.04 « Capacités disponibles pour les enchères » des règles IFB, de publier des prévisions des capacités disponibles à plus long terme sur son site Internet à titre informatif.

L'article 2.08 des règles IFB précise les informations relatives aux enchères qui seront publiées, dont notamment les règles des enchères, les capacités disponibles pour les différentes enchères, le nombre total de participants à une enchère ainsi que le nombre de participants ayant eu de la capacité.

La section 3.4 « Publication » de la note d'accompagnement précise les informations qui seront publiées par l'opérateur d'enchères conjoint, dont notamment la prévision de la capacité disponible pour les différentes enchères à venir et le solde nominé avant 8h J-1 pris en compte pour le « *use-it-or-lose-it* ».

Elia indique, à la section 7 « Planning de démarrage », qu'il procèdera à la publication des règles d'allocation des capacités sur l'interconnexion France-Belgique (règles IFB) sur son site Internet.

79. Il est unanimement reconnu que la transparence constitue une condition indispensable au bon fonctionnement du marché de l'électricité. A ce sujet, la CREG rappelle que le gestionnaire du réseau doit veiller, dans l'exécution de ses missions légales, à fournir aux utilisateurs du réseau des informations en temps opportun qui soient les plus claires, exactes et complètes possibles. C'est notamment nécessaire si l'on veut assurer une gestion transparente et ainsi garantir un accès optimal au réseau de transport, sans aucune entrave. L'article 9, f), de la directive électricité, stipule d'ailleurs expressément que le gestionnaire du réseau de transport est tenu de « fournir aux utilisateurs du réseau les informations dont ils ont besoin pour un accès efficace au réseau »²⁶.

²⁶ Voir également le paragraphe 13 de la décision (B) 040325-CDC-267 du 25 mars 2004 relative aux conditions générales des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau.

80. La CREG constate qu'Elia s'engage à publier les règles des enchères (article 183 du règlement technique), ainsi qu'un certain nombre d'informations relatives à leur fonctionnement, comme l'exige également le règlement technique (article 182. : capacité prévisionnelle disponible,...).

Toutefois, la CREG rappelle que les nouvelles lignes directrices exigent que davantage d'informations soient publiées de manière à mettre à disposition des différents acteurs du marché les mêmes informations pertinentes relatives au déroulement des enchères, et en particulier, les éléments qui interviennent dans la détermination de leur prix.

81. La CREG juge la proposition actuelle d'Elia, en matière de transparence, insuffisante et considère qu'Elia doit par conséquent publier sur son site Internet, sous une forme aisément utilisable, en plus des informations proposées, notamment les informations suivantes :

- les flux nominés dans le cadre des enchères annuelles, mensuelles et journalières pour les sens France-Belgique et Belgique-France;
- les capacités reportées vers la capacité journalière suite à l'application du principe du « *use-it-or-lose-it* » et résultant éventuellement du « *netting* »;
- les flux physiques sur l'interconnexion ;
- les prévisions de la capacité totale nette de production disponible en Belgique aux différents horizons de temps, compte tenu des indisponibilités programmées et de la durée probable des indisponibilités en cours ;
- les prévisions de la demande totale aux différents horizons de temps ;
- l'historique de la demande observée ;
- les coupures programmées des éléments de réseau qui ont une influence sur l'allocation de capacités sur les interconnexions avec une prévisibilité de 12 mois ainsi que ex-post, la chronologie des coupures telles qu'elles se sont effectivement passées.

En outre, la CREG suggère à Elia de publier sur son site Internet, de manière anonyme, les offres détaillées (prix et quantités) par acteur.

A cet effet, la CREG demande à Elia de lui faire une proposition détaillée concernant la transparence, et en particulier contenant ces informations, pour le 1^{er} mars 2006 au plus tard en vue de sa mise en application au 1^{er} avril 2006.

IV.3.3 Compensation des flux d'énergie

82. La CREG constate que ni le projet de règles IFB, ni d'ailleurs la note d'accompagnement, ne fournit d'information sur la compensation (« *netting* ») des capacités nominées dans le cadre des enchères annuelles et mensuelles, comme le requiert l'élément d'appréciation relatif à la compensation des flux d'énergie sur l'interconnexion. L'objectif poursuivi par l'application du *netting* est de maximiser la capacité allouée dans le sens de la congestion et ainsi de maximiser la capacité offerte au marché conformément à l'élément d'appréciation suivant lequel la capacité maximale de l'interconnexion doit être mise à disposition des opérateurs du marché.

83. La CREG considère qu'Elia devra prendre en compte, en application de l'élément d'appréciation relatif à la compensation des flux d'énergie sur l'interconnexion, la valeur nette des nominations déjà effectuées dans le cadre des allocations annuelle et mensuelles pour déterminer la capacité disponible sur base journalière.

La CREG demande à Elia de lui faire une proposition en ce sens au plus tard le 1^{er} février 2006 afin de permettre une mise en application au 1^{er} mars 2006.

IV.3.4 Niveau des capacités

84. La CREG note qu'Elia et RTE s'engagent, pour l'année 2006, à allouer 1300 MW sur base annuelle et un minimum de 400 MW sur base mensuelle. La CREG considère que cet engagement permet, sur base des informations dont elle dispose actuellement, de répondre à l'élément d'appréciation relatif à la mise à disposition des opérateurs du marché de la capacité maximale de l'interconnexion et à l'optimisation de l'utilisation de la capacité du réseau.

La CREG constate que la capacité annuelle de l'interconnexion de la France vers la Belgique est actuellement évaluée, pour l'année 2006, à 1700 MW (1300+400) et que le choix de réserver une partie de cette capacité, soit 400 MW pour les enchères mensuelles relève du souci de ne pas vouloir allouer l'entièreté de la capacité annuelle lors d'une enchère unique. Cette capacité annuelle libre de toute priorité de 1700 MW résulte du renforcement de l'interconnexion.

85. La CREG considère que la proposition d'Elia d'allouer une partie de la capacité annuelle de l'interconnexion, soit 400 MW au travers de douze enchères mensuelles est justifiée. Il correspond à l'application de l'élément d'appréciation relatif à la répartition des capacités sur les horizons temporels, dont il est question au paragraphe 75.

86. La CREG demande à Elia de publier sur son site Internet, pour le 6 décembre 2005 au plus tard, la valeur de la capacité qui sera proposée aux enchères annuelles pour l'année 2006, soit 1300 MW, ainsi que la valeur minimale de la capacité qui sera proposée lors des enchères mensuelles de 2006, à savoir 400 MW.

87. La capacité de l'interconnexion France-Belgique varie sensiblement entre l'été où elle est minimale et l'hiver où elle est la plus importante.

88. De manière à satisfaire notamment l'élément d'appréciation visant à optimiser l'utilisation de la capacité, la CREG demande à Elia de maximiser, au-delà des 400 MW minimum garantis, la capacité mensuelle minimale qui sera allouée au cours d'une année. Dans ce but, la CREG demande à Elia d'optimiser les maintenances et les travaux sur les éléments de son réseau qui ont une influence significative sur la capacité de l'interconnexion en se coordonnant notamment avec RTE.

IV.3.5 Fermeté, « *redispatching* » et force majeure

89. Elia propose, à l'article 2.06 du projet de règles IFB, que les capacités nominées soient fermes sauf cas de force majeure, et que, en ce qui concerne les capacités allouées, « les GRTs mettent en œuvre les moyens raisonnablement nécessaires pour garantir la fermeté des capacités allouées ». Par ailleurs, Elia propose à l'article 8.06 du projet de règles, une définition de la force majeure. Enfin, à la section 5 de la note d'accompagnement intitulé « Partage des coûts et recettes entre les GRTs », Elia indique que le mécanisme

d'enchères générera des coûts liés à la garantie de la fermeté de la capacité dont notamment les coûts de l'activation du contrat de *redispatching* entre les gestionnaires de réseau de transport. Toutefois, aucun détail n'est fourni sur les conditions suivant lesquelles ce *redispatching* sera effectué.

90. La CREG constate que la description du niveau de fermeté proposé est peu claire. Elle constate également qu'aucun détail n'est fourni sur les conditions d'activation du *redispatching*.

91. La CREG considère qu'elle ne peut se prononcer sur les aspects de la proposition relatifs la fermeté, à la force majeure et au *redispatching* sur base des informations actuellement en sa possession. En conséquence, la CREG demande à Elia de lui soumettre pour le 1^{er} mars 2006 au plus tard un dossier complet portant sur la fermeté des capacités allouées, sur la définition de la force majeure et les conditions détaillées relatives au *redispatching* et en particulier à son activation.

IV.3.6 Indemnisation

92. Conformément aux modifications introduites par la lettre d'Elia du 22 novembre 2005, l'article 7.01 (b) du projet de règles IFB intitulé « (Valorisation) Des réductions de capacités allouées » prévoit un coefficient d'indemnisation en cas de réduction de capacité égal à 110% pour l'ensemble de la période affectée par la réduction.

93. La CREG constate que la proposition d'Elia peut être considérée comme satisfaisant à l'élément d'appréciation portant notamment sur l'indemnisation des opérateurs de marché en cas de réduction de capacité.

IV.3.7 Horaire des enchères

94. Elia précise notamment à l'article 4.02 intitulé « Planning et timing des enchères » les spécifications relatives aux horaires concernant l'organisation des différentes enchères aux différents horizons.

95. La CREG constate que la proposition d'Elia laisse encore une certaine marge aux gestionnaires de réseau en ce qui concerne le choix des différents calendriers/horaires. Par ailleurs, la CREG note que les règles relatives à la frontière Nord publiées sur le site de TSO-Auction sont plus précises.

96. Se référant à l'élément d'appréciation traitant du séquençement des opérations, la CREG demande à Elia de fixer des calendriers/horaires des enchères relatives aux différents horizons de manière à permettre notamment :

- la participation des acteurs du marché aux bourses de l'électricité Powernext, APX et à la future bourse belge Belpex ;
- l'application du principe du « *use-it-or-lose-it* » ;
- la publication des capacités disponibles en journalier suffisamment tôt avant la clôture de la remise des offres pour l'enchère journalière ;
- la prise en compte de la compensation (« *netting* ») des capacités déjà nommées dans le cadre des allocations annuelle et mensuelle dans le calcul des capacités proposées pour l'allocation journalière.

97. La CREG estime qu'il n'est pas justifié de faire précéder les enchères sur une frontière par rapport à celles sur d'autres. En outre, la CREG considère que l'interconnexion France-Belgique est couplée au sens de l'article 2.1.(2) des nouvelles lignes directrices avec les interconnexions reliant la Belgique et les Pays-Bas, les Pays-Bas et l'Allemagne, la France et l'Angleterre ainsi que la France et l'Allemagne.

98. En conséquence, conformément à l'élément d'appréciation relatif au séquençement des opérations visé au paragraphe 71, la CREG demande à Elia de fixer les spécifications d'enchères encore indéterminées à ce jour pour le 8 décembre 2005 au plus tard, en tendant vers une harmonisation avec les mécanismes d'allocation aux autres frontières.

IV.3.8 *Marché secondaire*

99. A la section 2.1. de sa note d'accompagnement, Elia précise la nature du droit acquis au cours des enchères: dans un premier temps, le participant aux enchères sera celui qui utilisera effectivement le droit obtenu et nominera de part et d'autre de la frontière, auprès

des deux gestionnaires de réseau. Cette nomination se fera donc suivant une règle stricte du « *one-to-one* » telle que précisée à l'article 3.03 des règles IFB.

Elia propose d'offrir plus de flexibilité à l'avenir comme décrit à la section 8.3 intitulée « Flexibilités et Marché secondaire » de sa note d'accompagnement. Il est question d'offrir au marché en partie ou totalement 1) la possibilité d'acheter une capacité sans être celui qui nomine de part et d'autre de la frontière, 2) la possibilité de rendre à l'opérateur d'enchères contre rémunération tout ou partie d'une capacité obtenue et enfin, 3) la possibilité de transférer tout ou partie d'une capacité obtenue à un autre acteur.

100. La CREG constate que les possibilités décrites par Elia à la section 8.3. de sa note d'accompagnement s'inscrivent dans le cadre de l'application de l'élément d'appréciation relatif à la réattribution des capacités allouées non utilisées.

Toutefois, conformément à l'article 1.13 des nouvelles lignes directrices, la CREG considère que la réattribution des capacités non utilisées doit être envisagée en tenant compte des problèmes qui résultent du niveau de compétition, de la structure des marchés, du pouvoir de marché de l'acteur dominant et de l'obligation de procéder à la compensation de flux prévus.

101. En conclusion, la CREG demande à Elia de lui soumettre pour le 1^{er} avril 2006 une proposition de règles relativement à la mise en place, au 1^{er} juillet 2006, de flexibilités additionnelles et d'un marché secondaire qui tienne compte de la structure du marché et des limitations de capacités imposées aux acteurs du marché (voir paragraphe 102 ci-après).

IV.3.9 Limitation de la capacité pouvant être acquise par acteur du marché

102. Le mécanisme d'allocation de capacité en application aujourd'hui impose une limite de 100 MW (4 blocs de 25 MW) pour la capacité qu'un acteur du marché peut acquérir au travers de l'allocation mensuelle. Une limite similaire de 100 MW s'applique à l'allocation journalière.

103. Les éléments d'appréciation pris en considération par la CREG (voir point IV.2) et notamment ceux liés à la transparence et au bon fonctionnement du marché, aux signaux économiques efficaces à donner aux opérateurs du marché et aux gestionnaires des réseaux concernés, à la non-discrimination, ainsi qu'au plafonnement de la capacité pour des raisons de domination de marché rendent possible une limitation de la quantité de capacité pouvant être acquise par tout acteur du marché, comme le confirment explicitement le point 7 du volet de l'annexe du règlement n°1228/2003 relatif aux orientations pour les ventes aux enchères explicites ainsi que le point 2.4 (11) des nouvelles lignes directrices ERGEG.

104. Il ressort de la proposition d'Elia, et en particulier de la section 4 de la note d'accompagnement, que la capacité proposée à l'enchère annuelle pour l'année 2006 sur bases des règles de la présente décision s'élève à 1300 MW. Vu l'ensemble de ce qui précède et la structure du marché, la CREG considère que cette capacité devrait être répartie sur quatre acteurs au moins. Dès lors, la CREG considère qu'il convient de limiter, dans le sens France-Belgique, la capacité qui peut être demandée par un acteur du marché (ensemble avec les sociétés ou groupes de sociétés directement ou indirectement liés) lors de l'enchère annuelle à une valeur maximale et absolue de 325 MW. Le cas échéant, la capacité offerte à chaque enchère mensuelle devra être majorée de la capacité qui ne serait pas allouée lors de l'enchère annuelle.

Par analogie, la CREG considère qu'il convient de limiter, dans le sens France Belgique, la capacité qui peut être demandée par un acteur du marché (sociétés ou groupe de sociétés directement ou indirectement liés) lors de l'enchère mensuelle à une valeur maximale et absolue de 325 MW.

Pour ce qui concerne l'enchère journalière des capacités, la CREG juge, à ce stade et compte tenu des éléments et informations dont elle dispose, qu'il n'est pas opportun d'imposer une limite à l'acquisition des capacités afin de permettre aux acteurs – en particulier aux nouveaux entrants – de s'approvisionner à l'étranger notamment pour faire face à des défaillances non programmées.

La CREG se réserve le droit de revoir ces limitations en fonction de l'évolution du marché et des capacités disponibles aux frontières.

105. La CREG demande à Elia de publier sur son site Internet au plus tard pour le 6 décembre 2005 les limitations de la capacité qui peut être demandée par un acteur du marché (sociétés ou groupe de sociétés directement ou indirectement liés), telles que fixées ci-dessus.

IV.3.10 Monitoring

106. La mise en place d'un système d'enchères aux horizons annuel, mensuel et journalier sur la frontière entre la France et la Belgique, accompagné d'une limitation des capacités pouvant être acquises par un acteur du marché nécessite la mise en place d'un « *monitoring* » spécifique.

Le dossier introduit par Elia ne prévoit rien à ce sujet.

107. La CREG demande à Elia de lui soumettre avant le 1^{er} février 2006 une proposition relative à l'implémentation pour le 1^{er} mars 2006 au plus tard d'un système de *monitoring* efficace.

Cette proposition devrait comporter notamment :

- la description d'un mécanisme de contrôle des enchères et de la mise en œuvre de leur résultat dont notamment le comportement des acteurs et du gestionnaire de réseau ;
- la description de la procédure permettant de fournir mensuellement à la CREG les données détaillées nécessaires à ce contrôle. Une concertation à ce sujet sera organisée avec la CREG;
- la structure du rapport de synthèse relatif au fonctionnement de l'interconnexion au cours du mois écoulé. Ce rapport mensuel reprendra notamment les principaux problèmes rencontrés au cours du mois écoulé.

V. DECISION DU 17 NOVEMBRE 2005 RELATIVE AUX MODIFICATIONS DES CONDITIONS GENERALES DES CONTRATS DE RESPONSABLE D'ACCES

108. Par courrier du 28 octobre 2005, Elia a simultanément soumis à l'approbation de la CREG sa proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique d'une part et sa proposition relative aux modifications des conditions générales des contrats de responsable d'accès, à savoir les modifications de l'article 12.2.3, l'article 13 et de l'annexe 1 du contrat de responsable d'accès, d'autre part. Comme exposé par Elia dans ce courrier et sa « note d'accompagnement de la demande d'approbation des modifications du Contrat ARP » les modifications proposées aux conditions générales du contrat de responsable d'accès sont indissociablement liées à sa demande d'approbation des méthodes de gestion de la congestion et des méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique.

Etant donné le délai (de trente jours) imposé par l'article 6, §2, du règlement technique à la CREG pour prendre une décision portant sur la modification des conditions générales de tels contrats et pour transmettre cette décision au gestionnaire de réseau, la CREG s'est trouvée dans l'obligation de prendre une décision relative aux modifications proposées par Elia des conditions générales des contrats de responsable d'accès, avant d'avoir pu prendre une décision relative à la demande d'approbation d'Elia des méthodes de gestion de la congestion et des méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique.

Par sa décision du 17 novembre 2005, la CREG a approuvé les modifications proposées par Elia des conditions générales contenues à l'article 12.2.3, à l'article 13 et à l'annexe 1 des contrats de responsable d'accès, sous certaines conditions.

La présente décision a cependant des conséquences sur les conditions d'approbation imposées dans la décision du 17 novembre 2005 concernant les contrats de responsable d'accès, et en particulier sur la seconde condition d'approbation figurant dans cette décision. Cette condition est formulée comme suit :

« Elia doit publier sur son site Internet toutes les règles et conditions de vente aux enchères, ainsi que toute autre information relative au mécanisme d'allocation qui a de l'importance pour les responsables d'accès, d'une manière claire, exacte et complète, et informer directement tous les responsables d'accès de ces règles et conditions de vente aux enchères, ainsi que l'information susmentionnée relative au mécanisme d'allocation en leur transmettant par courrier électronique les pages y afférentes de son site Internet. Ce courrier électronique doit être envoyé à tous les responsables d'accès au moins trente jours avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles du mécanisme d'allocation».

Comme exposé au paragraphe 60 de la présente décision, Elia souhaite déjà appliquer le nouveau mécanisme d'allocation proposé dès le 1er janvier 2006 et envisage d'organiser les premières enchères entre le 16 et le 22 décembre 2005. La présente décision ne souhaite pas s'opposer à la mise en œuvre du nouveau mécanisme d'enchères dans les délais envisagés par Elia, mais formule néanmoins une série de demandes qui impliquent de la part d'Elia tant la modification des règles IFB proposées (dont le texte est par ailleurs déjà publié à titre informatif sur son site Internet), que la publication de certaines données et informations sur son site Internet dans des délais déterminés. Ces éléments ont pour conséquence, étant donné la notification tardive de la proposition d'Elia et, partant, la date à laquelle la présente décision est adoptée, qu'il est impossible pour Elia de satisfaire à la condition d'information et de publication énoncée dans la décision du 17 novembre 2005 dans le délai qui y est indiqué, à savoir "au moins trente jours avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles du mécanisme d'allocation".

Il en résulte que le délai dans lequel l'information en question doit être publiée sur le site Internet d'Elia et le courrier électronique contenant les pages concernées du site Internet envoyé aux responsables d'accès, doit être adapté. Ainsi, la phrase «Ce courrier électronique doit être envoyé à tous les responsables d'accès au moins trente jours avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles du mécanisme d'allocation » de la décision du 17 novembre 2005 est remplacée, par le biais de la présente décision, par la phrase suivante : « La publication sur le site Internet d'Elia des informations mentionnées ci-dessus, de même que l'envoi du courrier électronique à tous les responsables d'accès doivent intervenir dans les délais de publication spécifiés dans la décision (B)051201-CDC-494 de la CREG relative à la demande d'approbation d'Elia de sa proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique ».

La CREG souligne le fait que la modification du délai précité constitue une mesure exceptionnelle qu'elle est amenée à devoir prendre en raison de la notification tardive par Elia de sa demande d'approbation de la proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique. La CREG regrette fortement que, de ce fait, les utilisateurs du réseau ne seront informés de l'ensemble des règles et modalités d'application du nouveau mécanisme d'enchères que très peu de temps avant l'introduction de celui-ci.

VI. DECISION

En application des articles 180, §2 et 183, §2 du règlement technique, la CREG décide, pour les motifs qui précèdent, de refuser en l'état d'approuver la proposition d'Elia relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes d'allocation de la capacité sur l'interconnexion France-Belgique, et demande à Elia de modifier sa proposition afin de :

- limiter la quantité de capacité pouvant être acquise par un même acteur de marché (ensemble avec les sociétés et groupes de sociétés directement et indirectement liés) à 325 MW pour l'enchère annuelle 2006 et à 325 MW pour toutes les enchères mensuelles en 2006 et dans le sens France-Belgique, conformément au paragraphe 104 de la présente décision ;
- publier sur son site Internet au plus tard pour le 6 décembre 2005, la version des règles IFB modifiées conformément aux remarques formulées dans la présente décision (notamment les limitations de capacités) ;
- maximaliser la capacité mensuelle minimale qui sera allouée durant l'année 2006, conformément au paragraphe 88 de la présente décision ;
- fixer les spécifications d'enchères encore indéterminées, conformément au paragraphe 98 de la présente décision, pour le 8 décembre 2005 au plus tard ;
- publier sur son site Internet pour le 6 décembre 2005 au plus tard, la valeur de la capacité qui sera proposée aux enchères annuelles et la capacité minimale qui sera proposée pour les enchères mensuelles, conformément au paragraphe 86 de la présente décision ;
- lui faire une proposition concernant la compensation des flux d'énergie, conformément au paragraphe 83 de la présente décision, pour le 1^{er} février 2006 au plus tard ;
- lui faire une proposition relative à l'implémentation d'un système de *monitoring* conformément au paragraphe 107 de la présente décision, pour le 1^{er} février 2006 au plus tard ;
- lui soumettre un dossier complet portant sur la fermeté des capacités allouées, sur la définition de la force majeure et les conditions détaillées relatives au *redispatching*, conformément au paragraphe 91 de la présente décision, pour le 1^{er} mars 2006 au plus tard ;

- lui faire une proposition détaillée concernant la transparence, conformément au paragraphe 81 de la présente décision, pour le 1^{er} mars 2006 au plus tard ;
- lui soumettre une proposition de règles relatives à la mise en place, au 1^{er} juillet 2006, de flexibilités additionnelles et d'un marché secondaire, conformément au paragraphe 101 de la présente décision, pour le 1^{er} avril 2006 au plus tard.

La CREG demande à Elia qu'au moment de la mise en œuvre du nouveau mécanisme d'enchères, plus aucune allocation de capacité ne se fasse prioritairement au bénéfice des parties aux contrats de long terme conclus antérieurement à l'entrée en vigueur de la directive 96/92/CE.

La CREG se réserve le droit de formuler des remarques supplémentaires, le cas échéant dans une décision ultérieure, conformément à ce qui est indiqué au paragraphe 60 de la présente décision.


Néanmoins, la CREG autorise Elia provisoirement, en attendant son approbation définitive, afin de permettre au marché de fonctionner dès le 1^{er} janvier 2006 et de ne pas pénaliser le marché, à mettre en œuvre immédiatement des règles d'allocation de capacité et de gestion de la congestion sur l'interconnexion France-Belgique se rapprochant le plus possible des éléments d'appréciation visés dans la présente décision.

La CREG demande qu'Elia indique, d'une manière claire et lisible sur son site Internet et sur tout document relatif à la gestion de l'interconnexion, que les règles appliquées par Elia n'ont pas été approuvées par la CREG.

Dans la conclusion de la décision (B)051117-CDC-492 du 17 novembre 2005 relative à la modification des conditions générales contenues à l'article 12.2.3, à l'article 13 et à l'annexe 1 des contrats de responsable d'accès proposés par le gestionnaire du réseau aux utilisateurs du réseau, la phrase stipulant: «Ce courrier électronique doit être envoyé à tous les responsables d'accès au moins trente jours avant l'entrée en vigueur des nouvelles règles du mécanisme d'allocation » est remplacée par la phrase suivante : « La publication sur le site Internet d'Elia des informations mentionnées ci-dessus, de même que l'envoi du courrier électronique à tous les responsables d'accès doivent intervenir dans les délais de

publication spécifiés dans la décision (B)051201-CDC-494 de la CREG relative à la demande d'approbation d'Elia de sa proposition relative aux méthodes de gestion de la congestion et aux méthodes pour l'allocation aux responsables d'accès de la capacité disponible sur l'interconnexion France-Belgique ».

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



Thomas LEKANE
Directeur

p.o. 

Christine VANDERVEEREN
Président du Comité de direction



Règles d'Allocation des Capacités sur l'Interconnexion France-Belgique (Règles IFB)

Version 1.0 [~~28/10~~22/11/05]

SOMMAIRE

Section I. Introduction.....	57
Article 1.01 Valeur de l'introduction	57
Article 1.02 Contexte général	57
Article 1.03 L'Opérateur d'Enchères Conjoint	57
Article 1.04 Les Règles IFB.....	57
Article 1.05 Les Enchères.....	57
Article 1.06 Recouvrement des paiements des Enchères.....	68
Article 1.07 Caractère transitoire de certaines stipulations des Règles IFB.....	68
Section II. Généralités	68
Article 2.01 Définitions et interprétation.....	68
(a) Définitions.....	68
(b) Interprétation	1143
Article 2.02 L'Opérateur d'Enchères Conjoint	1143
Article 2.03 Enchères Annuelles, Mensuelles et Journalières.....	1143
Article 2.04 Capacités Disponibles pour les Enchères	1143
Article 2.05 Base sur laquelle les Capacités sont mises aux Enchères	1243
Article 2.06 Fermeté des Capacités Allouées.....	1244
Article 2.07 Fermeté des Programmes d'Echange.....	1244
Article 2.08 Publications relatives aux Enchères.....	1244
Article 2.09 Devise.....	1244
Section III. Conditions de participation	1345
Article 3.01 Enregistrement	1345
(a) Accord de participation IFB	1345
(b) Engagements du Participant	1345
Article 3.02 Emission d'une Garantie Bancaire	1345
(a) Caractère obligatoire de la Garantie Bancaire	1345
(b) Montant de la Garantie Bancaire.....	1345
(c) Conséquence de l'appel à la Garantie Bancaire	1446
Article 3.03 Pré requis relatifs à l'accès au réseau.....	1446
Article 3.04 Habilitation.....	1446
Article 3.05 Suspension et suppression de l'Habilitation	1446
(a) Suspension de l'Habilitation par l'Opérateur d'Enchères Conjoint	1446
(b) Suppression de l'Habilitation par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.....	1547
(c) Suppression de l'Habilitation par le Participant	1547
Section IV. Déroulement des Enchères	1648
Article 4.01 Engagements des Participants.....	1648
Article 4.02 Planning et timing des enchères	1648
(a) Enchères Annuelles.....	1648

(b) Enchères Mensuelles	<u>1648</u>
(c) Enchères Journalières	<u>1749</u>
Article 4.03 Soumission d'une Offre	<u>1749</u>
(a) Format d'une Offre	<u>1749</u>
(b) L'Outil d'Enchères et les Soumissionnaires d'Offres	<u>1749</u>
(c) Limitation	<u>1820</u>
Article 4.04 Mode Dégradé	<u>1820</u>
Article 4.05 Annulation d'une Enchère	<u>1820</u>
Section V. Détermination des Résultats d'Enchères	<u>1820</u>
Section VI. Règles d'utilisation des Capacités	<u>1921</u>
Article 6.01 Notification des Résultats et des Profils de Capacité annuels et mensuels	<u>1921</u>
Article 6.02 Notification des Résultats journaliers	<u>1921</u>
Article 6.03 Contestation des Résultats	<u>2022</u>
Article 6.04 Autorisation à Programmer	<u>2022</u>
(a) Capacités annuelles et mensuelles	<u>2022</u>
(b) Capacités journalières	<u>2022</u>
Article 6.05 Utilisation des Autorisations à Programmer	<u>2022</u>
(a) Nomination	<u>2022</u>
(b) Use it or lose it	<u>2022</u>
Article 6.06 Accès au Système d'Information de l'Opérateur d'Enchères Conjoint	<u>2022</u>
Section VII. Dispositions financières	<u>2123</u>
Article 7.01 Valorisation	<u>2123</u>
(a) Des Capacités Allouées	<u>2123</u>
(b) Des Réductions de Capacités Allouées	<u>2123</u>
Article 7.02 Modalités de facturation et de paiement	<u>2123</u>
(a) Emission de factures	<u>2123</u>
(b) Contestation de facture	<u>2224</u>
(c) Conditions de paiement	<u>2224</u>
Article 7.03 Retard de paiement	<u>2224</u>
Section VIII. Dispositions générales	<u>2325</u>
Article 8.01 Notifications	<u>2325</u>
Article 8.02 Responsabilité	<u>2325</u>
Article 8.03 Cession des droits et obligations	<u>2325</u>
Article 8.04 Propriété intellectuelle	<u>2325</u>
Article 8.05 Confidentialité	<u>2325</u>
Article 8.06 Force Majeure	<u>2426</u>
Article 8.07 Droit et langue applicables	<u>2527</u>
Article 8.08 Règlement des différends	<u>2527</u>
Article 8.09 Modalités de révision des Règles IFB	<u>2527</u>

ANNEXE 1	Accord de Participation aux Règles d'Allocation des Capacités sur l'Interconnexion France-Belgique (Règles IFB).....	2628
ANNEXE 2	Modèle de garantie bancaire	2931
ANNEXE 3	Déclaration des Soumissionnaires d'Offres.....	3133
ANNEXE 4	Mode Dégradé.....	3335
ANNEXE 5	Liste des applications de l'Opérateur d'Enchères Conjoint utilisées pour l'exécution des Règles IFB.....	3436
ANNEXE 6	Description de l'Outil d'Enchères.....	3537
ANNEXE 7	Formats des fichiers d'Offres et des fichiers résultats.....	3638
ANNEXE 8	Coefficient d'indemnisation en cas de réduction	3739
ANNEXE 9	Demande de suppression de l'Habilitation aux Mécanismes d'Allocation par Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique.....	3840

Section I. Introduction

Article 1.01 Valeur de l'introduction

La présente introduction fait partie intégrante des Règles IFB.

Article 1.02 Contexte général

Conformément au 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, les Règles IFB contiennent les termes et conditions de l'Allocation par Enchères de la Capacité Disponible dans les deux sens de l'Interconnexion France-Belgique. Ce mécanisme d'Allocation par Enchères n'est pas motivé par un intérêt commercial mais vise à fournir une méthode de gestion des congestions basée sur des mécanismes de marché.

La Capacité Disponible est mise aux Enchères conjointement par les Gestionnaires de Réseaux de Transport d'électricité (GRTs) français et belge, respectivement RTE-EDF Transport SA (RTE) et Elia System Operator SA (ELIA) sous la forme de droits physiques de transport (Physical Transmission Rights ou PTRs) d'énergie électrique. Le Participant qui a obtenu de la Capacité est responsable de l'acheminement de l'énergie électrique.

Pour définir la Capacité Disponible mise aux Enchères, l'influence mutuelle des capacités allouées sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité européen sera également prise en compte.

Article 1.03 L'Opérateur d'Enchères Conjoint

Les GRTs désignent un Opérateur d'Enchères Conjoint chargé d'Allouer, par Enchères, la Capacité Disponible telle que calculée par les GRTs.

Dans un premier temps, RTE est désigné conjointement par les GRTs comme Opérateur d'Enchères Conjoint.

Article 1.04 Les Règles IFB

Les Règles IFB décrivent notamment les différents types d'Enchères, les conditions de participation aux Enchères, les procédures d'Enchères, l'attribution des Capacités Allouées et l'utilisation de celles-ci.

Les Règles IFB sont applicables pour les Allocations de Capacité portant sur une période ultérieure au 1^{er} janvier 2006. Les Règles IFB annulent et remplacent l'ensemble des mécanismes précédents d'Allocation dans les deux sens de l'Interconnexion France-Belgique.

Les Règles IFB peuvent être amendées conjointement par les GRTs dans le but de les clarifier et/ou de les compléter.

Article 1.05 Les Enchères

Les Enchères ne portent que sur la Capacité Disponible. Il s'agit d'Enchères explicites fermées, à un seul tour. Le paiement des Enchères s'effectue selon un Prix Marginal.

Une Offre retenue à la suite d'une Enchère engage à la fois les GRTs et le Participant : les GRTs sont tenus de mettre à la disposition du Participant la Capacité correspondant à l'Offre et le Participant est tenu de payer le montant résultant de l'Enchère.

Le Participant acquiert ainsi un droit de transport d'énergie dans les conditions des présentes Règles IFB qu'il pourra exercer auprès des GRTs selon les modalités de Nomination des Règles I/E et du Contrat ARP.

Article 1.06 Recouvrement des paiements des Enchères

L'importance des interconnexions pour l'ouverture du marché de l'électricité en Europe nécessite en outre la mise en place de règles strictes, et notamment l'établissement d'une sûreté financière en cas de défaillance de paiement.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint est mandaté par les deux GRTs pour recouvrer le paiement des Enchères.

Le Participant n'est valablement dégagé de ses obligations que lorsqu'il a fait parvenir son paiement à l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

Aucune compensation entre les montants dus par/aux Gestionnaires de Réseau de Transport et par/à l'Opérateur d'Enchères Conjoint n'est possible.

Article 1.07 Caractère transitoire de certaines stipulations des Règles IFB

Plusieurs stipulations des présentes Règles IFB ont un caractère transitoire. Ces stipulations seront améliorées ou remplacées dans les meilleurs délais par des stipulations définitives. Il s'agit plus particulièrement :

- de la mise en place d'un mécanisme « Trilateral Market Coupling » et du remplacement, de ce fait, des Enchères Journalières explicites par des Enchères Journalières implicites ;
- de la mise en place :
 - de souplesses concernant la réassignation de Capacités permettant un marché secondaire bilatéral ; ou
 - de la possibilité d'avoir des Agents de Nomination distincts du Participant ; ou
 - de la possibilité d'une revente des Capacités auprès de l'Opérateur d'Enchères Conjoint;
- du remplacement du système de garantie bancaire préalable par un système permettant d'effectuer un appel de fond régulier ;
- de la création d'une filiale commune dédiée aux tâches d'Opérateur d'Enchères Conjoint, en lieu et place de la désignation actuelle par les deux GRTs de RTE pour assurer cette mission.

Section II. Généralités

Article 2.01 Définitions et interprétation

(a) Définitions

Les termes utilisés dans les Règles IFB, en ce compris ses Annexes, dont la première lettre est une majuscule, sont définis ci-dessous :

Accord de Participation aux Règles I/E :	L'accord conclu par RTE et un Participant par lequel ce dernier s'engage à respecter les Règles I/E, telles que figurant sur le site Internet de RTE.
Accord de Participation IFB:	La déclaration par laquelle une personne morale s'engage à respecter les Règles IFB. Le formulaire standard de déclaration est repris à l'ANNEXE 1.
Accusé de Réception Fonctionnel:	Un message électronique envoyé par l'Outil d'Enchères signifiant la bonne réception du fichier d'Offres.
Administrateur d'Enchères :	La société opérant l'Outil d'Enchères.

Agent de Nomination :	La personne morale autorisée à Nominer un Programme d'Echange auprès de l'un des deux GRTs au titre de l'Autorisation à Programmer acquise par le Participant à la suite d'une Enchère. Le Participant et les Agents de Nomination sont une seule entité juridique.
Allocation ou Allouer :	Le processus par lequel l'Opérateur d'Enchères Conjoint attribue de la Capacité au Participant en réponse à une Offre Notifiée par le Participant. Il existe plusieurs Allocations à différentes échéances temporelles.
Annexe :	Une annexe aux Règles IFB.
Article :	Un article des Règles IFB.
Autorisation à Programmer :	Les Capacités acquises pour une Journée donnée par Pas Horaire, aux Enchères Annuelles, aux Enchères Mensuelles, et/ou aux Enchères Journalières, tenant compte, selon les Règles IFB, des Réductions de Capacités éventuelles par rapport aux Profils de Capacités Allouées.
Bloc :	Une quantité de Mégawatts mise aux Enchères sur une plage de Pas Horaires et/ou une plage de Jours.
Bloc Horaire:	Une quantité de Mégawatts sur un Pas Horaire donné.
Capacité :	Une valeur, exprimée en nombre entier de Mégawatts, de transport potentiel d'énergie électrique sur l'Interconnexion France-Belgique, soit en provenance de la France vers la Belgique, soit en provenance de la Belgique vers la France.
Capacité Disponible :	La Capacité mise à disposition conjointement par les GRTs pour une Enchère spécifique et qui est garantie par ceux-ci dans les conditions des Règles IFB.
Commission de Régulation de l'Energie ou CRE :	L'autorité de régulation française dont la composition et les attributions sont fixées au titre VI (articles 28 à 43) de la Loi N°2000-108.
Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz ou CREG :	L'autorité de régulation belge dont la composition et les attributions sont fixées au chapitre VI (articles 23 à 29) de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité.
Contrat ARP :	Le contrat conclu entre ELIA et le responsable d'accès (Access Responsible Party – ARP) qui détermine les droits et obligations d'ELIA et du responsable d'accès relatifs à l'équilibre sur le réseau ELIA.

Enchères Annuelles :	La mise aux Enchères par l'Opérateur d'Enchères Conjoint de Capacité sur une Période allant du premier Jour au dernier Jour d'une année.
Enchères Journalières :	La mise aux Enchères par l'Opérateur d'Enchères Conjoint de Capacité par Pas Horaire pour une Journée donnée.
Enchères Mensuelles :	La mise aux Enchères par l'Opérateur d'Enchères Conjoint de Capacité sur une Période allant du premier Jour au dernier Jour d'un mois.
Enchère :	Le mécanisme d'Allocation de Capacité suivant des mécanismes de marché par le biais d'Enchères Annuelles, d'Enchères Mensuelles et/ou d'Enchères Journalières.
Garantie Bancaire :	La garantie bancaire appelable à première demande délivrée par un établissement de crédit, exigée de tout Participant qui souhaite prendre part aux Enchères. La Garantie Bancaire doit être établie conformément à l'Article 3.02 ainsi qu'au formulaire repris en ANNEXE 2.
Gestionnaire(s) de Réseau de Transport ou GRT(s) :	ELIA et/ou RTE.
Habilitation ou Habilité :	Le droit de participer aux Enchères dans les conditions de l'Article 3.04.
Heure ou H :	L'heure GMT+1 ou une durée de 60 minutes.
Interconnexion France-Belgique :	Un ensemble de lignes électriques interconnectant les réseaux de transport belge et français.
Jour ou Journée ou J :	Un jour calendaire d'une période de 24 Heures, débutant à 0H00min00s et se terminant à 23H59min59s. Les Jours de changement d'Heure légale comptent soit 23 Heures soit 25 Heures.
Mégawatt ou MW :	L'unité de puissance électrique exprimée en mégawatts.
Mode Dégradé	Le processus mis en place si le Système d'Information de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ne peut remplir correctement ses fonctions, en particulier lors d'une interruption ou d'une indisponibilité, pour quelle que cause que ce soit, de l'Outil d'Enchères.
Nomination ou Nommer :	La Notification par un Agent de Nomination, mandaté par le Participant auprès d'un Gestionnaire de Réseau de Transport, de son (ses) Programme(s) d'Echange portant sur la puissance, exprimée en MW, qu'il veut utiliser au sein d'une Capacité qui a

été Allouée au Participant par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

Notification ou Notifier :	La transmission d'informations entre le Participant et l'Opérateur d'Enchères Conjoint ou l'Administrateur d'Enchères dans les conditions de l'Article 8.01.
Offre :	Un couple (Capacité en Mégawatt, prix en euros/MWh) proposé par un Participant pour un Bloc.
Opérateur d'Enchères Conjoint :	L'entité chargée d'Allouer par le biais d'Enchères la Capacité Disponible telle que calculée par les GRTs.
Outil d'Enchères :	Le système informatique permettant la réception des Offres des Participants, leur traitement et la restitution des Résultats. Un descriptif de l'Outil d'Enchères est fourni en ANNEXE 6.
Participant :	La personne morale Habilitée et signataire de l'Accord de Participation IFB.
Partie(s) :	Désigne l'Opérateur d'Enchères Conjoint et/ou un Participant.
Pas Horaire :	Une période d'une Heure, la première de chaque Jour débutant à 0H00min00s.
Période :	Une durée temporelle.
Prix de l'Offre :	La partie financière de l'Offre faite par le Participant, exprimée en euros/MWh.
Prix Marginal :	Le Prix de l'Offre la moins chère retenue pour un Bloc dans une Enchère.
Produit Annuel :	Le Bloc vendu de 0H00min00s à 23H59min59s du premier Jour au dernier Jour d'une année.
Produit Journalier :	Un ensemble de vingt-quatre (24) Blocs Horaires vendus pour une Journée donnée.
Produit Mensuel :	Le Bloc vendu de 0H00min00s à 23H59min59s du premier Jour au dernier Jour d'un mois.
Produit :	Un Bloc ou un ensemble de Blocs vendus par Enchère.
Profil de Capacité Allouée :	La Capacité acquise par chaque Participant dans le cadre d'Enchères Annuelles, Mensuelles et/ou Journalières, le Prix Marginal, l'énergie Allouée et le montant valorisé pour chaque

Bloc de l'Enchère.

Programme d'Echange :	Une déclaration d'échange établie par un Agent de Nomination conformément à l'Autorisation à Programmer qui précise la puissance, exprimée en nombre entier de Mégawatts par Pas Horaire, échangée sur l'interconnexion France-Belgique dans le sens France-Belgique ou Belgique-France.
Réduction ou Réduire	La diminution des Capacités Allouées ou des Programmes d'Echange telle que visée à l'Article 2.06
Règles I/E :	Les règles d'accès au réseau public de transport français pour des importations et des exportations telles que figurant sur le site Internet de RTE.
Règles IFB :	Les présentes règles d'Allocation des Capacités sur l'Interconnexion France-Belgique.
Règles SI :	Les règles relatives à l'accès au Système d'Information et à l'utilisation des applications de l'Opérateur d'Enchères Conjoint , y compris leurs annexes et leurs définitions telles que publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint.
Résultat	La Capacité retenue par Bloc mis aux Enchères et le Prix Marginal de chaque Bloc.
Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ou Site :	Le site Internet <u>accessible via les sites suivants :</u> www.elia.be www.rte-france.com <u>et relatif à l'Interconnexion France-Belgique.</u> dont l'adresse est [Adresse à compléter].
Situation d'Insolvabilité :	La situation juridique du Participant soumis à l'ouverture d'une procédure collective, telle que, et sans que cette liste soit limitative, un redressement et/ou une liquidation judiciaire.
Soumissionnaire d'Offres :	L'entité désignée pour déposer des fichiers d'Offres au nom et pour le compte d'un Participant.
Spécifications d'Enchère :	Les caractéristiques particulières d'une Enchère, dont notamment le Produit mis aux Enchères, le Jour de l'Enchère, les Heures d'ouverture et de fermeture de la session d'Enchère, les conditions de recevabilité des Offres, les modalités de Notification des Résultats de l'Enchère, les délais de contestation.
Sûreté du Système Electrique ou Sûreté :	L'aptitude à assurer le fonctionnement normal du réseau, à limiter le nombre des incidents, à éviter les grands incidents et

à limiter leurs conséquences lorsqu'ils se produisent.

Système d'Information ou SI: L'environnement informatique de l'Opérateur d'Enchères Conjoint accessible au Participant.

Système Electrique : Le système constitué par les réseaux électriques, les productions raccordées audits réseaux qui injectent de l'énergie électrique et les consommations raccordées aux réseaux qui y soutirent de l'énergie électrique.

(b) Interprétation

Les titres et intitulés des présentes Règles IFB sont indiqués pour la facilité des renvois dans les Règles IFB et n'expriment en aucune manière l'intention des Parties. Ils ne seront pas pris en compte pour l'interprétation des stipulations des présentes Règles IFB.

La nullité de l'une quelconque des dispositions des Règles IFB, pour quelque cause que ce soit, n'affectera pas la validité des autres dispositions des Règles IFB.

Article 2.02 L'Opérateur d'Enchères Conjoint

L'organisation des Enchères est mise en œuvre conjointement par les deux GRTs dans les deux sens de l'Interconnexion France-Belgique.

Les GRTs désignent un Opérateur d'Enchères Conjoint chargé d'Allouer, par Enchères, la Capacité Disponible telle que calculée par les GRTs.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint prépare et conduit les Enchères et fournit toutes les informations nécessaires aux Participants et aux GRTs.

Un changement d'Opérateur d'Enchères Conjoint ne remet toutefois pas en cause les droits et les obligations découlant d'une Enchère qui a déjà eu lieu.

Article 2.03 Enchères Annuelles, Mensuelles et Journalières

Des Enchères distinctes sont mises en place dans le sens France-Belgique et dans le sens Belgique-France.

Les Enchères suivantes sont opérées :

- des Enchères Annuelles pour l'Allocation de Capacités du premier Jour au dernier Jour de chaque année ;
- des Enchères Mensuelles pour l'Allocation de Capacités du premier au dernier Jour de chaque mois ;
- des Enchères Journalières pour l'Allocation de Capacités sur chaque Pas Horaire d'un Jour.

Article 2.04 Capacités Disponibles pour les Enchères

Les Capacités mises aux Enchères sont déterminées conjointement par les GRTs tenant compte de l'influence mutuelle des capacités allouées sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité européen.

Les Capacités Allouées aux Enchères Annuelles et Mensuelles qui ne sont pas utilisées par le Participant sont ré-Allouées aux Enchères Journalières conformément à l'Article 6.05(b).

Les Participants sont informés sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint des Capacités Disponibles pour chaque Enchère.

Par ailleurs et à titre informatif, les GRTs publieront également des prévisions conjointes des Capacités Disponibles à plus long terme sur leur site Internet respectif.

Article 2.05 Base sur laquelle les Capacités sont mises aux Enchères

Les Capacités sont mises aux Enchères par unités de un (1) MW avec un minimum de une (1) unité.

Les Capacités annuelles et mensuelles sont mises aux Enchères pour chaque Pas Horaire, respectivement de l'année entière et du mois entier.

Les Capacités journalières sont mises aux Enchères par Pas Horaire.

Article 2.06 Fermeté des Capacités Allouées

Les GRTs mettent en œuvre les moyens raisonnablement nécessaires pour garantir la fermeté des Capacités Allouées.

Toutefois, pour des raisons liées à la Sûreté du Système Electrique, les GRTs peuvent être amenés à Réduire les Capacités Allouées dans le cadre des Enchères, avant envoi de l'Autorisation à Programmer.

Dans ce cas, l'Opérateur d'Enchères Conjoint Notifie au Participant les Capacités Allouées Réduites dans l'Autorisation à Programmer.

L'Autorisation à Programmer du Participant est Réduite par l'Opérateur d'Enchères Conjoint au prorata des Capacités Allouées au titre des Produits Annuel et Mensuel, sur la base des Profils de Capacité.

Les modalités financières de ces Réductions sont précisées dans l'Article 7.01(b). Celles-ci ne sont pas applicables en cas de Force Majeure.

Article 2.07 Fermeté des Programmes d'Echange

Après Nomination, les Programmes d'Echange sont fermes sauf cas de Force Majeure telle que définie à l'Article 8.06.

Dans ce cas, les GRTs Réduiront au prorata les Programmes d'Echange au titre des Produits Annuel, Mensuel et Journalier, sur la base des Programmes d'Echange Annuels, Mensuels et Journaliers.

Article 2.08 Publications relatives aux Enchères

L'Opérateur d'Enchères Conjoint publie sur son Site Internet ou au travers de l'Outil d'Enchères les informations suivantes :

- les présentes Règles IFB et leurs Annexes, telles que modifiées le cas échéant ;
- les Jours fériés légaux ;
- les informations relatives à la mise en œuvre des Enchères ;
- les noms, les numéros de télécopie et de téléphone, les adresses électroniques des personnes à contacter auprès de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ;
- les formulaires à envoyer par les Participants ;
- le calendrier des Enchères Annuelle et Mensuelles ;
- les Spécifications d'Enchère et notamment la Capacité Disponible pour chaque Enchère ;
- les données découlant des Enchères ;
- le nombre de Participants ayant obtenu de la Capacité et le nombre total de Participants ayant pris part à l'Enchère ;
- toute autre information utile.

En cas de contradiction entre les informations publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint et l'Outil d'Enchères, ces dernières prévalent.

Article 2.09 Devise

Les Garanties Bancaires, les prix, les conditions de paiement, les paiements relatifs aux Enchères, ainsi que les informations financières sont exprimés en Euro (€).

Section III. Conditions de participation

Article 3.01 Enregistrement

(a) Accord de participation IFB

Préalablement à une Enchère, la personne morale souhaitant participer à une Enchère doit s'enregistrer auprès de l'Opérateur d'Enchères Conjoint en soumettant, en double exemplaire, l'Accord de Participation IFB dûment complété et signé. Il lui est retourné contresigné par l'Opérateur d'Enchères Conjoint pour attester son enregistrement en qualité de Participant.

Toute personne morale souhaitant adhérer aux Règles IFB ne peut être titulaire que d'un seul Accord de Participation IFB.

(b) Engagements du Participant

Par la signature d'un Accord de Participation IFB, le Participant s'engage à respecter l'ensemble des stipulations des Règles IFB.

Le Participant s'engage notamment à tenir à jour les informations contenues dans son Accord de Participation IFB, en Notifiant à l'Opérateur d'Enchères Conjoint toute modification de ces éléments sept jours avant leur entrée en vigueur.

Article 3.02 Emission d'une Garantie Bancaire

(a) Caractère obligatoire de la Garantie Bancaire

La Garantie Bancaire est un pré-requis pour être Habilité à participer aux Enchères, conformément à l'Article 3.04.

Simultanément à l'envoi de l'Accord de Participation IFB, le Participant remet à l'Opérateur d'Enchères Conjoint une Garantie Bancaire sur la base du modèle repris en ANNEXE 2.

La Garantie Bancaire est acceptée dès lors que l'Opérateur d'Enchères Conjoint a Notifié son accord sur les termes de la Garantie Bancaire à l'établissement de crédit qui l'a émise et au Participant.

Le Participant ne pourra pas participer aux Enchères durant les quatre-vingt-dix (90) Jours précédant l'expiration de sa Garantie Bancaire, sauf à en avoir remis une nouvelle d'une durée de validité supérieure et acceptée par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

(b) Montant de la Garantie Bancaire

Le montant minimal de la Garantie Bancaire est de cent mille (100 000) euros.

Si l'Opérateur d'Enchères Conjoint est amené à faire appel à la Garantie Bancaire, le montant de la Garantie Bancaire exigée du Participant est réévalué à hauteur du maximum des trois valeurs suivantes :

- total de toutes les factures émises au titre des Règles IFB encore dues par le Participant, l'absence de paiement étant constatée le lendemain de l'expiration du délai de paiement de la facture ayant donné lieu à relance ;
- cent mille (100 000) euros * (1+ NIP), NIP étant le « Nombre d'Incidents de Paiement », soit le nombre de mois au cours des douze derniers mois, le mois en cours compris (la date du courrier d'appel à la Garantie Bancaire faisant foi), où ont été constatés des incidents de paiement de la part du Participant ;
- le plus haut montant de Garantie Bancaire qui a effectivement été exigé de ce Participant au cours des 6 derniers mois, le mois en cours exclu (la date du courrier d'appel à la Garantie Bancaire faisant foi).

Pour réviser le montant de sa Garantie Bancaire, le Participant remet à l'Opérateur d'Enchères Conjoint une nouvelle Garantie Bancaire.

La révision de la Garantie Bancaire est acceptée dès lors que l'Opérateur d'Enchères Conjoint a Notifié son accord sur les nouveaux termes de la Garantie Bancaire à l'établissement de crédit et au Participant.

Le Participant ne pourra pas participer aux Enchères si le montant de la Garantie Bancaire est inférieur à cent mille (100 000) euros ou au dernier montant minimum de Garantie Bancaire demandé au Participant conformément au présent Article.

(c) Conséquence de l'appel à la Garantie Bancaire

Le Participant voit son Habilitation suspendue conformément à l'Article 3.05(a) à compter du Jour où l'Opérateur d'Enchères Conjoint fait appel à la Garantie Bancaire.

Article 3.03 Pré requis relatifs à l'accès au réseau

Le Participant et les Agents de Nomination sont une seule entité juridique.

Il en résulte que, pour être Habilité, le Participant doit être au préalable signataire et respecter les termes :

- d'un Accord de Participation aux Règles I/E avec RTE, nécessaire pour effectuer des exportations ou des importations depuis ou vers le Système Electrique français ;
- d'un Contrat ARP avec ELIA, nécessaire pour effectuer des exportations ou des importations depuis ou vers le Système Electrique belge.

En cas d'incohérence entre les Règles IFB et les contrats mentionnés ci-dessus, pour ce qui concerne la mise en œuvre des Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique, les Règles IFB prévalent.

Article 3.04 Habilitation

Pour être Habilité à participer aux Enchères, le Participant doit :

- remplir les conditions de l'Article 3.01, de l'Article 3.02 et de l'Article 3.03 ;
- déclarer les éventuels Soumissionnaires d'Offres à l'Administrateur d'Enchères conformément au formulaire de l'ANNEXE 3 ;
- suivre une formation sur l'Outil d'Enchères auprès de l'Administrateur d'Enchères, ~~qui est délivrée par l'Administrateur d'Enchères après l'envoi de l'Accord de Participation IFB signé par le Participant ;~~
- procéder aux tests du Système d'Information avec l'Opérateur d'Enchères Conjoint et l'Administrateur d'Enchères ;
- ne pas avoir violé les termes de l'Article 4.01.

L'Habilitation est effective à la date indiquée dans l'Accord de Participation IFB contresigné par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

L'Habilitation est octroyée pour une durée indéterminée et ne peut faire l'objet d'une suspension ou d'une suppression que dans les conditions prévues par l'Article 3.05.

Article 3.05 Suspension et suppression de l'Habilitation

(a) Suspension de l'Habilitation par l'Opérateur d'Enchères Conjoint

L'Habilitation du Participant peut être suspendue par l'Opérateur d'Enchères Conjoint si au moins une des conditions listées à l'Article 3.04 n'est plus remplie, sous réserve du paragraphe (b) du présent Article.

Lorsque l'Opérateur d'Enchères Conjoint suspend l'Habilitation d'un Participant, il n'est plus possible à celui-ci de participer aux Enchères et la Capacité Allouée non encore utilisée ne peut plus être Nominée par l'Agent de Nomination. L'Opérateur d'Enchères Conjoint proposera les Capacités ainsi libérées au jour le jour dans les Enchères Journalières.

La suspension de l'Habilitation prend effet à la date indiquée dans la Notification de la suspension de l'Habilitation.

Le Participant sera de nouveau Habilité le lendemain du Jour ouvré où l'Opérateur d'Enchères Conjoint aura avant 15H :

- d'une part, constaté de nouveau le respect de l'ensemble des conditions énoncées à l'Article 3.04
- d'autre part, constaté le paiement intégral des factures échues dues et non encore payées par le Participant.

Lorsque le Participant sera à nouveau Habilité, la Capacité Allouée antérieurement à la suspension de l'Habilitation non encore utilisée pourra de nouveau être Nominée et le Participant aura en outre à nouveau la possibilité de participer aux Enchères.

(b) Suppression de l'Habilitation par l'Opérateur d'Enchères Conjoint

L'Habilitation d'un Participant est supprimée par l'Opérateur d'Enchères Conjoint :

- en vertu de l'Article 4.01 ;
- si le Participant est dans une Situation d'Insolvabilité ;
- si le Participant n'a pas respecté une ou plusieurs de ses obligations essentielles alors que l'Opérateur d'Enchères Conjoint lui a Notifié de respecter ses obligations par lettre recommandée avec avis de réception, et que cette Notification est restée sans effet pendant 10 jours.

La suppression de l'Habilitation prend effet à la date indiquée dans la Notification de suppression de l'Habilitation.

Lorsque l'Opérateur d'Enchères Conjoint supprime l'Habilitation d'un Participant, il n'est plus possible à celui-ci de participer aux Enchères et la Capacité Allouée non encore utilisée ne peut plus être Nominée par l'Agent de Nomination.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint proposera les Capacités ainsi libérées dans les Enchères suivantes.

Le montant d'acquisition des Capacités dont le Participant perd le bénéfice suite à la suppression de l'Habilitation reste dû par le Participant, et celui-ci ne peut prétendre à aucune indemnisation du fait de l'application de la présente stipulation.

En cas de suppression de l'Habilitation, l'Accord de Participation aux Règles IFB prend fin automatiquement.

Le Participant dont l'Habilitation a été supprimée sur l'initiative de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ne pourra plus prétendre ultérieurement à la qualité de Participant.

(c) Suppression de l'Habilitation par le Participant

Le Participant peut demander, à tout moment, la suppression de l'Habilitation afin de mettre fin à sa participation aux Règles IFB.

Il doit en faire la demande par lettre recommandée avec avis de réception conformément à l'[ANNEXE 8](#) ~~ANNEXE 9~~.

La suppression de son Habilitation prend effet dix (10) Jours après réception par l'Opérateur d'Enchères Conjoint de la Notification de suppression par le Participant.

Lorsque le Participant supprime son Habilitation, il n'est plus possible à celui-ci de participer aux Enchères et la Capacité Allouée non encore utilisée ne peut plus être Nominée par l'Agent de Nomination.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint proposera les Capacités ainsi libérées dans les Enchères suivantes.

Le montant d'acquisition des Capacités dont le Participant perd le bénéfice suite à la suppression de l'Habilitation reste dû par le Participant, et celui-ci ne peut prétendre à aucune indemnisation du fait de l'application de la présente stipulation.

Le Participant peut également supprimer son Habilitation par Notification par lettre recommandée avec avis de réception avec effet immédiat dès sa réception par l'Opérateur d'Enchères Conjoint si l'Opérateur d'Enchères Conjoint n'a pas respecté une ou plusieurs de ses obligations essentielles alors que le Participant l'a mis en demeure par Notification par lettre recommandée avec avis de

réception de respecter ses obligations et que cette mise en demeure est restée sans effet pendant dix (10) Jours.

Pour ces deux cas de suppression de l'Habilitation sur l'initiative du Participant, l'Accord de Participation aux Règles IFB prend fin automatiquement.

Le Participant dont l'Habilitation a été supprimée sur son initiative et dans les termes du présent Article pourra de nouveau prétendre à la qualité de Participant en suivant la procédure des Règles IFB.

Section IV. Déroulement des Enchères

Article 4.01 Engagements des Participants

Préalablement, pendant et après une Enchère, les Participants et les Agents de Nomination doivent s'abstenir de toute action ou comportement :

- qui porterait atteinte ou menacerait de porter atteinte à la concurrence lors de la procédure de soumission d'Offres, ou
- qui viserait, de quelque manière que ce soit, à fausser la transparence du marché, la formation des prix ou à interrompre le processus d'Enchère.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint est autorisé à exclure d'une Enchère en cours et/ou à suspendre et/ou à supprimer l'Habilitation de ceux qui :

- agissent, se comportent, ont agi ou se sont comportés en violation du paragraphe ci-dessus, ou
- utilisent un droit ou une position obtenue par le biais d'une Enchère de manière non conforme.

Le Participant dont l'Habilitation a été supprimée à l'initiative de l'Opérateur d'Enchères Conjoint ne pourra plus prétendre ultérieurement à la qualité de Participant, conformément à l'Article 3.05(b).

Article 4.02 Planning et timing des enchères

(a) Enchères Annuelles

L'Opérateur d'Enchères Conjoint publie sur son Site Internet, à titre indicatif, un calendrier précisant la date de la session d'Enchère Annuelle sur l'Interconnexion France-Belgique, pour l'année à venir.

Les Spécifications d'Enchère (dont la Capacité Disponible mise aux Enchères Annuelles) sont Notifiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint au plus tard cinq Jours ouvrés avant la session d'Enchère Annuelle.

L'Enchère Annuelle se déroule la première semaine du mois de décembre conformément à la date publiée dans le calendrier.

Les Offres doivent avoir été Notifiées à l'Administrateur d'Enchères ~~au plus tard à midi~~ le jour de l'Enchère Annuelle conformément aux Spécifications d'Enchère.

Les Offres soumises par les Participants conformément à l'Article 4.03 ou le cas échéant à l'Article 4.04, sont prises en compte au jour de l'Enchère Annuelle.

Chaque Participant est informé du Résultat de ses Offres au plus tard deux (2) Heures après la clôture de l'Enchère Annuelle conformément à l'Article 6.01.

Les données découlant de l'Enchère Annuelle sont publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint au plus tard deux (2) Jours ouvrés après l'Enchères Annuelle et avant 18 Heures.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint peut toutefois annoncer sur son Site Internet des dates et des Spécifications d'Enchère qui dérogent à ce qui précède.

(b) Enchères Mensuelles

L'Opérateur d'Enchères Conjoint publie sur son Site Internet, à titre indicatif, un calendrier précisant les dates des sessions d'Enchères Mensuelles sur l'Interconnexion France-Belgique, pour l'année à venir.

Les Spécifications d'Enchère (dont la Capacité Disponible mise aux Enchères Mensuelles) sont Notifiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint au plus tard le premier jour ouvrable après le vingt (20) du mois pendant lequel se tient l'Enchère Mensuelle.

L'Enchère Mensuelle se déroule au plus tard deux jours ouvrés après publication de la Capacité mensuelle Disponible.

Les Offres doivent avoir été Notifiées à l'Administrateur d'Enchères ~~au plus tard à midi~~ le jour de l'Enchère Mensuelle conformément aux Spécifications d'Enchère.

Les Offres soumises par les Participants conformément à l'Article 4.03, ou le cas échéant à l'Article 4.04, sont prises en compte au jour de l'Enchère Mensuelle.

Chaque Participant est informé du Résultat de ses Offres, au plus tard deux (2) Heures après l'Enchère Mensuelle conformément à l'Article 6.01.

Les données découlant de l'Enchère Mensuelle sont publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint au plus tard deux (2) Jours ouvrés après l'Enchère Mensuelle et avant 18 Heures.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint peut toutefois annoncer sur son Site Internet des dates et des Spécifications d'Enchère qui dérogent à ce qui précède.

(c) Enchères Journalières

Les Spécifications d'Enchère (dont la Capacité Disponible mise aux Enchères Journalières) sont Notifiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint vers 8h45 et au plus tard à 9h00 au plus tard à [8H45 ou 8H30 — Horaire à confirmer], la veille du Jour sur lequel porte la Capacité (J-1).

Les Offres doivent avoir été Notifiées à l'Administrateur d'Enchères au plus tard à 9h45 [9H45 ou 9H30 — Horaire à confirmer].

Les Offres soumises par les Participants conformément à l'Article 4.03 ou le cas échéant à l'Article 4.04, sont prises en compte au jour de l'Enchère Journalière.

Chaque Participant est informé du Résultat de ses Offres, au plus tard à 10 Heures conformément à l'Article 6.02.

Les données découlant des Enchères Journalières sont publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint vers 10h00 et au plus tard à 10h15. à [9H45 ou 10H — Horaire à confirmer].

L'Opérateur d'Enchères Conjoint peut toutefois annoncer sur son Site Internet des Heures et des Spécifications d'Enchère qui dérogent à ce qui précède.

Article 4.03 Soumission d'une Offre

(a) Format d'une Offre

Une Offre doit être soumise conformément aux formats définis dans l'ANNEXE 7, respectivement pour les Enchères Annuelles, Mensuelles et Journalières. En cas de non-respect de ceux-ci, l'Offre du Participant n'est pas prise en compte.

Seule une Offre inconditionnelle et irrévocable sera considérée comme valablement transmise à l'Administrateur d'Enchères.

Une Offre fait l'objet d'un Accusé de Réception Fonctionnel. Quand une Offre n'a pas fait l'objet d'un Accusé de Réception Fonctionnel par l'Administrateur d'Enchères, l'Offre est supposée ne pas avoir été soumise.

(b) L'Outil d'Enchères et les Soumissionnaires d'Offres

L'Outil d'Enchères permet aux Participants de déposer un fichier d'Offres pour une Enchère donnée. Le Participant y accède selon les conditions définies dans l'ANNEXE 6.

Le dépôt d'un fichier d'Offres pour une Enchère ne peut se faire qu'à l'ouverture de la session d'Enchère telle que précisée dans les Spécifications d'Enchère.

Un Participant peut déléguer une partie de ses droits à un ou plusieurs Soumissionnaire(s) d'Offres désigné(s) conformément à l'ANNEXE 3, sachant que le Participant peut désigner 5 Soumissionnaires d'Offres maximum.

Les fichiers d'Offres sont transmis au nom du Participant et non au nom du Soumissionnaire d'Offres. Plusieurs fichiers d'Offres peuvent être déposés au nom du Participant pour une même Enchère. Le dernier fichier d'Offres valide, déposé au nom du Participant, est pris en compte dans l'algorithme d'Enchères.

(c) Limitation

Les Participants déposent un fichier d'Offres comprenant au maximum dix (10) Offres pour une Enchère.

Les Offres contiennent des MW entiers, et des Prix de l'Offre en euros par MWh avec au maximum deux chiffres après la virgule.

Article 4.04 Mode Dégradé

Si les modalités de soumission des Offres prévues à l'Article 4.03 ne peuvent pas être mises en œuvre pour une Enchère donnée, l'Administrateur d'Enchères Notifie au Participant, par messagerie électronique et via l'Outil d'Enchères ou par télécopie, le passage en Mode Dégradé. Si le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint est en service, l'Opérateur d'Enchères Conjoint publiera également des informations sur son Site.

La Notification du passage en Mode Dégradé précise le type de Mode Dégradé, parmi ceux définis à l'ANNEXE 4, et les nouvelles Spécifications d'Enchère applicables.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint ne peut en aucun cas être mis en cause s'il ne parvient pas à joindre les Participants par le biais des moyens d'information ci-dessus ou s'il ne parvient pas à publier une annonce sur son Site Internet.

Les Offres soumises préalablement au passage en Mode Dégradé sont considérées comme non valables et doivent être soumises à nouveau selon les modalités prévues en cas de Mode Dégradé.

Si les modalités prévues en cas de Mode Dégradé ne peuvent être mises en œuvre à temps pour une Enchère donnée, cette Enchère est annulée et les Offres déjà soumises sont automatiquement annulées.

Article 4.05 Annulation d'une Enchère

En cas d'indisponibilité ou de difficultés techniques dans le fonctionnement de l'Outil d'Enchères, l'Opérateur d'Enchères Conjoint peut être amené à annuler une Enchère :

- pendant le déroulement de l'Enchère : les Soumissionnaires d'Enchères sont avertis par un message directement disponible sur l'Outil d'Enchères et par courrier électronique ;
- après l'envoi des Résultats d'Enchères et jusqu'à la fin du délai de contestation défini à l'Article 6.03 : les Soumissionnaires d'Offres sont avertis par un courrier électronique. Les Résultats de l'Enchère sont dès lors annulés.

Section V. Détermination des Résultats d'Enchères

Les Enchères Annuelles, Mensuelles et Journalières sont des Enchères explicites fermées, à un seul tour. Le paiement des Enchères s'effectue selon un Prix Marginal.

Les Résultats de l'Enchère sont déterminés en accord avec les principes suivants:

- si le total de la Capacité pour laquelle des Offres valides ont été soumises est égal ou inférieur à la Capacité Disponible pour l'Enchère en question, le Prix Marginal est nul.
- si le total de la Capacité pour laquelle des Offres valides ont été soumises dépasse la Capacité Disponible pour l'Enchère en question, le Prix Marginal est égal au Prix de l'Offre la plus basse qui a été retenue intégralement ou partiellement.

- les Résultats des Enchères sont obtenus en utilisant, pour chaque Bloc, l'algorithme de résolution décrit ci-dessous. Cet algorithme de résolution est celui qui est utilisé par l'Outil d'Enchères.
 1. Dans un premier temps, l'Opérateur d'Enchères Conjoint procède pour chaque Bloc de l'Enchère au classement par ordre décroissant des Prix des Offres ;
 2. Seules les Offres conformes à l'Article 4.03 sont prises en compte dans le classement.
 3. L'(es) Offre(s) la(les) plus haute(s) pour une Capacité demandée qui ne dépasse pas la Capacité Disponible est(sont) retenue(s). La Capacité Disponible subsistante est alors allouée au(x) Participant(s) qui a(ont) soumise(s) l(les) Offre(s) suivante(s) dans l'ordre décroissant des prix, si la Capacité demandée ne dépasse pas la Capacité Disponible subsistante; et ainsi de suite pour le reste de la Capacité Disponible subsistante.
 4. Lorsque la Capacité demandée de l'Offre suivante, dans l'ordre décroissant des prix, est égale à ou dépasse la Capacité Disponible subsistante, celle-ci est retenue intégralement ou partiellement à hauteur de la Capacité Disponible subsistante. Le prix de cette Offre constitue le Prix Marginal.
 5. Dans le cas où deux Participants ou plus ont soumis des Offres valides de même prix, pour une Capacité totale demandée qui dépasse la Capacité Disponible subsistante, la Capacité Disponible subsistante est allouée proportionnellement à la Capacité demandée dans les Offres de ces Participants, en unités d'au moins 1 MW. Les Capacités attribuées sont arrondies au Mégawatt inférieur. Le prix de ces Offres constitue le Prix Marginal.
- la Capacité est considérée comme ayant été Allouée à un Participant au moment où ce Participant en est informé.
- l'algorithme de résolution peut conduire au fractionnement de la dernière Offre retenue, de façon à ce que toute la Capacité du Bloc soit Allouée dans son intégralité. Le fractionnement correspond à une diminution de la puissance demandée sur la plage de Pas Horaire ou de Jours du Bloc. Par conséquent, le Participant reconnaît et accepte que son Offre puisse faire l'objet d'un fractionnement dans les conditions ci-dessus.

Section VI. Règles d'utilisation des Capacités

Article 6.01 Notification des Résultats et des Profils de Capacité annuels et mensuels

Après chaque Enchère, chaque Participant est informé de ses Résultats et Profils de Capacité par courrier électronique.

L'Administrateur d'Enchères Notifie au Participant le fichier de Résultats conformément à l'Article 4.02, précisant la Capacité retenue par Bloc mis aux Enchères et le Prix Marginal de chaque Bloc, suivant le format défini à l'ANNEXE 7.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint Notifie au Participant dont au moins une Offre a été retenue le Profil de Capacité Alloué au plus tard dans les deux (2) Jours ouvrés.

En cas d'indisponibilité du Système d'Information ou de l'Outil d'Enchères, les Participants sont avertis du Résultat des Enchères et des Profils de Capacité via d'autres moyens de communication.

Article 6.02 Notification des Résultats journaliers

Après chaque Enchère, chaque Participant est informé de ses Résultats par courrier électronique.

L'Administrateur d'Enchères transmet au Participant le fichier de Résultats conformément à l'Article 4.02, précisant la Capacité retenue par Bloc Horaire mis aux Enchères et le Prix Marginal de chaque Bloc Horaire, suivant le format défini à l'ANNEXE 7.

En cas d'indisponibilité du Système d'Information ou de l'Outil d'Enchères, les Participants sont avertis du Résultat des Enchères via d'autres moyens de communication.

Article 6.03 Contestation des Résultats

Le Participant peut contester le Résultat selon les modalités et dans les délais précisés dans les Spécifications d'Enchères.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint répond au Participant au plus tard selon le délai précisé dans les Spécifications d'Enchères.

Article 6.04 Autorisation à Programmer

(a) Capacités annuelles et mensuelles

Deux ou trois jours ouvrés avant le Jour sur lequel porte la Capacité, soit :

- le jeudi avant 16 Heures pour le samedi, et le dimanche ;
- le vendredi avant 16 Heures pour le lundi et le mardi ;
- le lundi avant 16 Heures pour le mercredi ;
- le mardi avant 16 Heures pour le jeudi ;
- le mercredi avant 16 Heures pour le vendredi,

L'Opérateur d'Enchères Conjoint Notifie au Participant l'Autorisation à Programmer, précisant pour une Journée donnée, les Capacités acquises par Pas Horaire, aux Enchères Annuelles ou aux Enchères Mensuelles. L'Autorisation à Programmer ne diffère des Profils de Capacité préalablement transmis conformément à l'Article 6.01 que par une Réduction éventuelle au sens de l'Article 2.06.

(b) Capacités journalières

La veille du Jour sur lequel porte la Capacité, au plus tard à 11 heures ~~[10 Heures — Horaire à confirmer]~~, l'Opérateur d'Enchères Conjoint Notifie au Participant l'Autorisation à Programmer précisant les Capacités acquises par Pas Horaire, aux Enchères Journalières.

Article 6.05 Utilisation des Autorisations à Programmer

(a) Nomination

Suite aux Enchères, les Agents de Nominations doivent Nommer leurs Programmes d'Echange conformément aux règles de Nomination décrites dans :

- les Règles I/E pour les Nominations auprès de RTE,
- le Contrat ARP pour les Nominations auprès d'ELIA.

Ces Programmes d'Echange devront respecter en particulier l'Autorisation à Programmer visée à l'Article 6.04.

(b) Use it or lose it

Le Participant perd le bénéfice des Capacités Annuelles, Mensuelles et Journalières pour lesquelles un Programme d'Echange n'a pas été Nominé conformément au paragraphe (a), et ce sans compensation financière.

Article 6.06 Accès au Système d'Information de l'Opérateur d'Enchères Conjoint

Pour recevoir les Profils de Capacité et les Autorisations à Programmer, le Participant accède au Système d'Information de l'Opérateur d'Enchères Conjoint et utilise les applications mises à sa disposition selon les modalités définies par l'Opérateur d'Enchères Conjoint dans les Règles SI.

La liste des applications du Système d'Information est fournie en ANNEXE 5.

Le Participant désigne dans la « Fiche d'Identification des Représentants du Participant » dont le modèle est fourni dans les Règles SI, les personnes qu'il autorise à agir en son nom et pour son compte via chaque application à laquelle il a accès.

Section VII. Dispositions financières

Article 7.01 Valorisation

(a) Des Capacités Allouées

Les valorisations des différents éléments listés ci-dessous sont données hors taxes. Elles sont dès lors à majorer des taxes et impôts en vigueur.

Les montants valorisés des Capacités Allouées aux Enchères sont dus par le Participant à l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

La valorisation brute hors taxe d'une Offre retenue lors d'une Enchère est égale au produit :

- du Prix Marginal de l'Enchère ;
- de la durée en Heures du Bloc correspondant ;
- de la Capacité obtenue telle qu'elle ressort de l'Enchère, c'est-à-dire après éventuel fractionnement.

(b) Des Réductions de Capacités Allouées

La valorisation mensuelle de l'ensemble des Réductions de Capacités Allouées, telles que définies à l'Article 2.06, affectant au cours du mois M une Offre retenue lors d'une Enchère est égale au produit :

- d'un coefficient d'indemnisation de 110 % précisé en ANNEXE 8;
- du Prix Marginal associé à cette Offre ; et
- de l'énergie totale mensuelle en MWh que représente l'ensemble des Réductions affectant cette Offre au cours du mois M. Cette énergie est égale à la somme des écarts par Pas Horaire du mois M entre la Capacité Allouée initialement et la Capacité Allouée après prise en compte de l'ensemble des Réductions, telle qu'elle est définie dans l'Autorisation à programmer.

ARTICLE 7.02 Modalités de facturation et de paiement

(a) Emission de factures

Au plus tard le trente (30) de chaque mois M, l'Opérateur d'Enchères Conjoint Notifie au Participant une facture regroupant les montants dus au titre :

- des Capacités Allouées aux Enchères Annuelles utilisables au cours du mois M ;
- des Capacités Allouées aux Enchères Mensuelles utilisables au cours du mois M ;
- des Capacités Allouées aux Enchères Journalières utilisables au cours du mois M-1 ;
- des Réductions intervenues au cours du mois M-1.

Les Offres retenues au cours des Enchères Journalières sont facturées en une seule fois et regroupées sur une seule ligne par Enchère Journalière. Les prix unitaires indiqués sur la facture sont donc des prix moyens fournis à titre indicatif.

Les Offres retenues au cours d'une Enchère Mensuelle sont facturées en une seule fois.

Les Offres retenues lors d'une Enchère Annuelle sont facturées sur une base mensuelle : 1/12^{ème} de sa valorisation brute arrondie au centime inférieur chaque mois pendant onze (11) mois, le solde le 12^{ème} mois.

Les factures sont Notifiées au Participant aux coordonnées indiquées dans l'Accord de Participation IFB.

Le Participant Notifie à l'Opérateur d'Enchères Conjoint toute modification de son adresse de facturation. Cette modification prend effet le premier Jour du mois M+1, sous réserve que la Notification soit reçue sept (7) Jours avant la fin du mois M.

(b) Contestation de facture

Toute réclamation relative à une facture doit, pour être recevable, être Notifiée par lettre recommandée avec avis de réception à l'Opérateur d'Enchères Conjoint dans un délai de trente (30) Jours à compter de sa date d'émission. A l'expiration de ce délai, la facture est réputée acceptée par le Participant. La lettre recommandée précitée doit contenir un exposé précis et détaillé des motifs de cette réclamation.

Une réclamation ne délie en aucun cas de l'obligation de payer la facture conformément aux stipulations du paragraphe (c) ci-après, sauf dans les cas où la réclamation est manifestement fondée.

(c) Conditions de paiement

Le Participant règle les factures à l'Opérateur d'Enchères Conjoint dans les trente (30) Jours de leur émission par un virement aux coordonnées bancaires de l'Opérateur d'Enchères Conjoint spécifiées dans l'Accord de Participation IFB.

Si le Participant adopte le paiement par prélèvement automatique, ce prélèvement automatique sera effectué à partir du trentième Jour après la date d'émission de la facture.

Tous les frais bancaires liés au règlement de la facture sont à la charge du Participant.

En cas de paiement par virement, le Participant s'assure auprès de sa banque que l'ordre de virement pour règlement d'une facture mentionne le numéro de celle-ci. Dans le cas d'un virement SWIFT, le Participant demande à sa banque d'indiquer ce numéro dans le champ « Motifs de paiement ». L'absence de cette mention implique une identification manuelle par les services comptables de l'Opérateur d'Enchères Conjoint des virements arrivant sur son compte. Toute identification manuelle implique une facturation de frais de gestion d'un montant de cent (100) euros hors taxes, majorés des taxes et impôts en vigueur.

Un paiement est considéré comme effectué le Jour où il figure sur le relevé de compte bancaire de l'Opérateur d'Enchères Conjoint, effectué chaque Jour ouvré, sous réserve que le Participant ait précisé la référence exacte de(s) (la) facture(s).

Il est de la responsabilité du Participant d'anticiper les délais de traitement bancaires et d'enregistrement des paiements.

L'Opérateur d'Enchères Conjoint fournira ses meilleurs efforts pour minimiser ces délais, mais ne peut être tenu pour responsable si un délai de deux Jours ouvrés s'écoule entre l'instant où le Participant effectue son paiement et celui où il est constaté par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

Une réclamation du Participant auprès de l'un des deux GRTs ne le dispense pas du paiement relatif aux Enchères auprès de l'Opérateur d'Enchères Conjoint et aucune compensation entre les montants dus par/aux Gestionnaires de Réseau de Transport et par/à l'Opérateur d'Enchères Conjoint n'est possible.

Article 7.03 Retard de paiement

A défaut de paiement intégral des sommes dues dans le délai prévu pour leur règlement, l'Opérateur d'Enchères Conjoint constatera un incident de paiement, et Notifiera une lettre de relance au Participant.

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit d'un taux d'intérêt et sans qu'une mise en demeure de payer soit nécessaire.

Le taux d'intérêt, déterminé au Jour d'émission de la facture, est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente, majoré de sept (7) points.

Ces intérêts sont calculés à partir du premier Jour suivant la date d'échéance jusqu'à la date de paiement complet de la facture.

Ces intérêts sont à majorer des taxes et impôts en vigueur.

Le montant minimal de ces intérêts s'établit forfaitairement à cent (100) euros hors taxes.

A défaut de paiement intégral d'une facture dans le délai prévu augmenté de quinze (15) jours ouvrés, l'Opérateur d'Enchères Conjoint fera de plein droit appel à la Garantie Bancaire.

Section VIII. Dispositions générales

Article 8.01 Notifications

Toute Notification au titre des Règles IFB doit être faite aux coordonnées précisées dans l'Accord de Participation IFB ou à toutes autres coordonnées spécifiées par une Partie à l'autre Partie sous réserve des stipulations de l'Article Article 7.02(a).

Toute Notification est effectuée par lettre recommandée avec avis de réception ou, si aucune forme spécifique n'est requise par les Règles IFB, par tout autre moyen permettant d'attester de la date de réception de la Notification par la Partie destinataire.

Article 8.02 Responsabilité

La responsabilité des GRTs et de l'Opérateur d'Enchères Conjoint, individuellement ou conjointement, ne peut être engagée par le Participant et ce pour quelque dommage que ce soit résultant :

- de la participation ou de l'impossibilité de participer aux Enchères ; ou
- des Résultats des Enchères ; ou
- d'une Enchère qui n'a pu être opérée.

En cas de rejet, par un tribunal compétent, de l'application de la clause reprise au paragraphe ci-avant, la responsabilité des GRTs et de l'Opérateur d'Enchères Conjoint, individuellement ou conjointement, sera limitée aux seuls dommages directs, à l'exclusion des dommages consécutifs, et, dans ces cas, les GRTs et l'Opérateur d'Enchères Conjoint ne pourront être tenus responsables de dommages excédant le montant total de cent mille (100.000) euros par réclamation (par incident ou incidents liés).

Les GRTs et l'Opérateur d'Enchères Conjoint, individuellement ou conjointement, n'assument aucune responsabilité quant à l'arrivée à temps des Offres, de même qu'ils ne peuvent garantir, même s'ils fourniront leurs meilleurs efforts à cet égard, que les informations contenues dans ces Offres ne puissent être portées à la connaissance de tiers, bien qu'elles soient traitées comme confidentielles.

Article 8.03 Cession des droits et obligations

Aucune des Parties ne peut céder, sous quelque forme que ce soit, tout ou partie des droits et obligations résultant de l'Accord de Participation IFB sans l'accord préalable et écrit de l'autre Partie.

En cas de modification du statut juridique du Participant, telle qu'une fusion / absorption ou d'un changement de dénomination sociale, le Participant le Notifie à l'Opérateur d'Enchères Conjoint par lettre recommandée avec avis de réception, dans les plus brefs délais et, en tout état de cause, au moins 15 Jours avant la date de prise d'effet de cette modification.

Article 8.04 Propriété intellectuelle

La signature d'un Accord de Participation IFB ne confère en aucun cas un quelconque droit sur les brevets, le savoir-faire ou tout autre titre de propriété intellectuelle sur les informations ou les outils qui pourraient être mis à disposition ou transmis par une Partie à l'autre au titre des Règles IFB.

Article 8.05 Confidentialité

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables tant en France qu'en Belgique, l'Accord de Participation IFB, ainsi que les informations échangées en vue de sa préparation et de son application, sont confidentiels.

En outre, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, les autres informations, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles, sans préjudice de l'application des Articles des présentes Règles IFB relatifs aux publications qui seront faites par les GRTs et/ou par l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

Sans préjudice des dispositions réglementaires et légales précitées, la Partie destinataire d'une information confidentielle ne peut l'utiliser que dans le cadre de l'exécution de l'Accord de Participation IFB et ne peut la communiquer à des tiers sans l'accord préalable écrit de l'autre Partie, sous réserve que ces tiers prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux prévus au présent Article. Chaque Partie s'engage à prendre toutes les mesures utiles pour faire respecter la présente obligation

de confidentialité par son personnel. Ces stipulations ne portent pas préjudice aux droits conférés à l'Opérateur d'Enchères Conjoint par les dispositions légales et réglementaires applicables de communiquer certaines informations. A ce titre le Participant autorise l'Opérateur d'Enchères Conjoint à communiquer à des tiers des informations visées à l'article 2 du décret français 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité lorsque cette communication est nécessaire à l'exécution de l'Accord de Participation IFB.

Chaque Partie Notifiée, dans les plus brefs délais, à l'autre Partie toute violation des obligations découlant de l'Article 8.05.

Les obligations résultant de l'Article 8.05 ne s'appliquent pas :

- si la Partie destinataire de l'information apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ;
- si l'information est sollicitée par une autorité administrative dans le cadre de l'exercice de ses missions. La Partie sollicitée par l'autorité administrative informe dans les meilleurs délais l'autre Partie de cette demande et s'engage à demander à l'autorité requérante de prendre les mêmes engagements de confidentialité que ceux prévus à cet Article 8.05 ;
- si la Partie destinataire apporte la preuve que depuis sa communication, cette information a été licitement reçue d'un tiers, ou est devenue accessible au public.

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant toute la durée de l'Habilitation et pendant une période de cinq (5) années suivant la suppression de l'Habilitation, pour quelque cause que ce soit.

Article 8.06 Force Majeure

Par « Force Majeure », l'on entend tous les événements qui ne peuvent être raisonnablement prévus, qui ne sont pas à imputer à une faute d'une des Parties et qui rendent l'exécution des obligations découlant des Règles IFB temporairement ou définitivement impossible.

Les situations de Force Majeure sont, entre autres :

- les destructions volontaires dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'avions ;
- les catastrophes naturelles, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête) ;
- les délestages imposés par les grèves du personnel, dans la seule hypothèse où elles revêtent les caractéristiques de la Force Majeure ;
- le fait du prince ;
- le virus informatique, un effondrement du système informatique pour des raisons autres que la vétusté ou le manque d'entretien de ce système informatique ;
- l'impossibilité technique, temporaire ou permanente, d'échanger de l'électricité en raison de perturbations entre plusieurs zones de réglage susceptibles de porter atteinte à la Sécurité du Système Electrique.

La Partie qui invoque la Force Majeure Notifiée à l'autre Partie, dans les plus brefs délais, la nature de l'événement de Force Majeure invoqué et sa durée probable.

Les obligations des Parties soumises à un événement de Force Majeure, à l'exception de celle de confidentialité définie à l'Article 8.05, sont suspendues dès la date de réception de la Notification.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs

obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de Force Majeure.

La Partie qui invoque la Force Majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement de Force Majeure a une durée supérieure à trente (30) Jours, chacune des Parties peut supprimer l'Habilitation si l'événement de Force Majeure porte atteinte aux obligations essentielles des Parties découlant des présentes Règles IFB, par Notification par lettre recommandée avec avis de réception. La suppression de l'Habilitation prendra effet à la date de réception de ladite Notification.

La suppression de l'Habilitation pour cause de Force Majeure entraîne automatiquement la fin de l'Accord de Participation aux Règles IFB.

Article 8.07 Droit et langue applicables

Les Règles IFB sont régies par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution des Règles IFB est le français.

Article 8.08 Règlement des différends

En cas de différend relatif à l'interprétation ou l'exécution des Règles IFB, les Parties s'engagent à se rencontrer en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse Notifiée à l'autre Partie, par lettre recommandée avec avis de réception :

- la référence de l'Accord de Participation IFB ;
- l'objet du différend ;
- la proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le différend.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de trente (30) Jours à compter de la date de la Notification susvisée, chacune des Parties peut saisir le Tribunal de Commerce dans le ressort duquel est domicilié l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

Article 8.09 Modalités de révision des Règles IFB

Sans préjudice de l'Article 1.07, les règles IFB sont sujettes à des conditions légales et techniques au moment de leur création.

Si ces conditions devaient changer matériellement, en particulier suite à des exigences légales, l'action prise par des autorités ou des règles imposées par les autorités de régulation, ou si le processus d'Enchères devait être amélioré, les Règles IFB seront le cas échéant amendées.

Les Règles IFB amendées deviendront effectives après approbation de la CRE et de la CREG, les autorités de régulation respectivement française et belge, et seront publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint et le cas échéant des GRTs.

ANNEXE 1 Accord de Participation aux Règles d'Allocation des Capacités sur l'Interconnexion France-Belgique (Règles IFB)

ACCORD DE PARTICIPATION N° _____¹

POUR

XXX, société [indiquer la forme sociale], au capital de ____ €, dont le siège social est situé à _____ [indiquer l'adresse complète], immatriculée _____ [N° RCS Ville] et dont le numéro de TVA intracommunautaire est _____ prise en la personne de ses représentants légaux domiciliés en cette qualité audit siège,

Ci-après dénommée « Participant »,

ARTICLE 1. Définitions

Tous les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent Accord de Participation ayant leur première lettre en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans les Règles IFB telles que publiées sur le Site Internet de l'Opérateur d'Enchères Conjoint.

ARTICLE 2. Objet

Par la signature de cet Accord de Participation, le Participant déclare avoir pris connaissance et accepter de se conformer aux Règles IFB.

ARTICLE 34. Accès au réseau

En application des Règles IFB, le Participant déclare être signataire :

- d'un Accord de Participation aux Règles I/E nécessaire pour effectuer des exportations ou des importations depuis ou vers le Système Electrique français et disposer des transactions nécessaires auprès de RTE ;
- d'un Contrat ARP nécessaire pour effectuer des exportations ou des importations depuis ou vers le Système Electrique belge.

ARTICLE 45. Accès au Système d'Information de l'Opérateur d'Enchères Conjoint

Par la signature de cet Accord de Participation, le Participant reconnaît disposer et avoir pris connaissance des Règles SI et s'engage à les respecter.

¹ Complété par l'Opérateur d'Enchère lors de la confirmation de l'Habilitation

ARTICLE 56. Coordonnées du Participant

CODE EIC :

Facturation :

Interlocuteurs :	
Adresse de facturation :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Toutes correspondances

Interlocuteurs :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Enchères

Interlocuteurs :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

ARTICLE 67. Coordonnées de l'Opérateur d'Enchères Conjoint

Interlocuteur :	
Adresse :	RTE – CNES Service Relations Clientèle Bâtiment La Rotonde 204, boulevard Anatole France 93206 Saint-Denis Cedex 06 FRANCE
Téléphone :	
Télécopie :	(33) 1 41 66 72 65
Courrier électronique :	

ARTICLE **78**. Coordonnées de l'Administrateur d'Enchères

Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

ARTICLE **89**. Coordonnées bancaires

L'ensemble des paiements du Participant doit intervenir sur le compte dont les références figurent ci-dessous :

Etablissement bancaire : Société Générale
Agence : Agence la Défense Entreprises, Tour Ariane
5, Place de la Pyramide
92088 Paris La Défense Cedex
Titulaire du compte : Réseau de Transport d'Electricité
N° de compte : FR76 30003 04170 00020122549 73
Code SWIFT : SOGEFRPPLDE

ARTICLE **910**. Mode de paiement

La Participant opte pour le paiement des factures émises par l'Opérateur d'Enchères Conjoint par :

virement prélèvement automatique

ARTICLE **1011**. Modification de données

Le Participant s'engage à Notifier à l'Opérateur d'Enchères toute modification des données fournies par le Participant dans le présent Accord de Participation au plus tard sept(7) jours avant son entrée en vigueur.

ARTICLE **1112**. Prise d'effet

Le présent Accord de Participation prend effet au _____²

L'Accord de Participation prendra fin conformément aux Règles IFB.

Pour le Participant :

Pour l'Opérateur d'Enchères Conjoint :

Nom et qualité du représentant légal :

Nom et qualité du représentant légal :

Date : _____

Date : _____

Signature :

Signature :

² Complété par l'Opérateur d'Enchère lors de la confirmation de l'Habilitation

ANNEXE 2 Modèle de garantie bancaire

Garantie à première demande

A renvoyer à l'adresse suivante :...

[_____] ⁽³⁾ une société de droit [_____] ⁽⁴⁾, ayant son siège social [_____] , représentée par [_____] ⁽⁵⁾ (le "Garant") s'engage par la présente, irrévocablement et inconditionnellement, d'ordre et pour compte de [_____] ⁽⁶⁾, société de droit [_____] ⁽⁷⁾ (numéro d'immatriculation [_____]) (le "Donneur d'Ordre") à payer à RTE EDF Transport SA, au capital de 2 132 285 690 €, 1 Terrasse Bellini TSA 41000 92919 Paris La Défense Cedex, identifiée sous le n°444 619 258 au RCS de Nanterre, (le "Bénéficiaire"), indépendamment de la validité et des effets juridiques de l'Accord de Participation, n° [_____] ⁽⁸⁾ signé par le Donneur d'Ordre (l'"Accord"), à première demande, selon les modalités ci-dessous et sans faire valoir d'exception ni d'objection, résultant de l'Accord, tout montant jusqu'à concurrence maximale de :

[_____] ⁽⁹⁾ ,

intérêts, frais et accessoires compris, (le "Montant Garanti") en cas de non-respect par le Donneur d'Ordre d'une quelconque de ses obligations au titre des Règles IFB.

La modification ou la disparition des liens ou des rapports de fait ou de droit pouvant exister à ce jour entre le Garant et le Donneur d'Ordre ne pourra nous dégager de la présente garantie.

Toutes les dispositions du présent engagement conserveront leur plein effet quelle que soit l'évolution financière et juridique du Donneur d'Ordre.

La présente garantie pourra être appelée à compter de la date des présentes jusqu'au xxx inclus (la "Date d'Echéance").

La demande de paiement devra nous être faite par lettre recommandée avec demande d'avis de réception (la "Lettre d'Appel en Garantie") et devra nous parvenir au plus tard à la Date d'Echéance.

La présente garantie sera nulle et non avenue à la Date d'échéance, indépendamment du fait qu'elle nous ait été restituée ou pas à cette date.

Le garant ne pourra être dégagé des obligations de la présente garantie avant la Date d'Echéance qu'avec l'accord écrit du Bénéficiaire.

(3) Dénomination sociale de l'établissement bancaire émetteur de la garantie bancaire.

(4) Nationalité du droit applicable.

(5) Nom du représentant habilité.

(6) Dénomination sociale du Participant.

(7) Nationalité du droit applicable.

(8) Numéro et date de notification de l'Accord de Participation.

(9) Montant de la Garantie Bancaire.

Tout paiement devra être effectué dans les 10 jours ouvrables suivant la réception de la Lettre d'Appel en Garantie. Le Garant effectuera ce paiement en se conformant aux instructions contenues dans la Lettre d'Appel en Garantie.

Les frais raisonnables et dûment justifiés relatifs à la présente garantie seront à la charge du Garant.

La présente garantie est soumise au droit français. Pour l'interprétation et l'exécution des présentes, compétence est donnée au Tribunal de Commerce de NANTERRE.

Fait à, le

Signature du Garant

ANNEXE 3 Déclaration des Soumissionnaires d'Offres

Formulaire à envoyer à l'Administrateur d'Enchère :

Adresse :

N° télécopie :

N° d'Accord de Participation IFB :

En application des Règles IFB, _____ informe l'Administrateur d'Enchères de ses Soumissionnaires d'Offres (5 maximum)

Nom et référence du Participant :

Soumissionnaire d'Offres 1 :

Nom société	[Participant]
Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Soumissionnaire d'Offres 2 :

Nom société	
Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Soumissionnaire d'Offres 3 :

Nom société	
Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Soumissionnaire d'Offres 4 :

Nom société	
Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Soumissionnaire d'Offres 5 :

Nom société	
Interlocuteur :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
Courrier électronique :	

Nom et qualité du signataire :

Signature :

ANNEXE 4 Mode Dégradé

1. Mode Dégradé des Enchères Annuelles et Mensuelles

Dans le cas où l'Administrateur d'Enchères serait dans l'impossibilité de tenir des Enchères Annuelles ou Mensuelles dans les conditions standards prévues, l'Opérateur d'Enchères Notifie aux Participants le passage en Mode Dégradé et précise le type adopté parmi les deux possibilités suivantes :

- 1.1. Report des Enchères à une date ultérieure : la Notification précise a minima la nouvelle date prévue pour les Enchères ;
- 1.2. Conduite des Enchères par télécopie : la Notification du passage en Mode Dégradé précise les Spécifications d'Enchère ; les Participants remettent leurs Offres par télécopie suivant le modèle défini à l'ANNEXE 7.

2. Mode Dégradé des Enchères Journalières

Dans le cas où l'Administrateur d'Enchères serait dans l'impossibilité de tenir des Enchères Journalières dans les conditions standards prévues, l'Opérateur d'Enchères Notifie aux Participants le passage en Mode Dégradé et précise les Spécifications d'Enchères, en sachant qu'à titre exceptionnel :

- le Produit Journalier sera constitué d'un seul Bloc de 0H00min00s à 23H59min59s pour la Journée donnée ;
- les Participants remettent par télécopie un fichier d'Offres comprenant une seule Offre pour l'Enchère.

ANNEXE 5 Liste des applications de l'Opérateur d'Enchères Conjoint utilisées pour l'exécution des Règles IFB

Application « OUTENCHERES » : Envoi des Profils de Capacité Périodique, Envoi des Autorisations à Programmer

ANNEXE 6 Description de l’Outil d’Enchères

La connexion à l’Outil d’Enchères se fait par Internet sous https, protocole sécurisé, en saisissant l’adresse Internet du site de l’Outil d’Enchère.

Une fois sur le site de l’Outil d’Enchère, l’authentification via un nom de Participant et un mot de passe est obligatoire. Les informations relatives à l’authentification sont communiquées par l’Administrateur d’Enchères à l’issue de la formation du Participant et/ou de ses Soumissionnaires.

A la première connexion, le Participant doit lire et accepter les conditions d’accès à l’Outil d’Enchère.

Une fois cette opération effectuée, le Participant accède aux Enchères programmées. Deux solutions sont possibles pour le dépôt des Offres :

- 1) dépôt d’un fichier d’Offres déjà pré-rempli par le Participant
- 2) téléchargement depuis le site de l’Outil d’Enchères, du fichier d’Offre correspondant à l’Enchère ; le Participant doit alors le remplir et le soumettre à l’Outil d’Enchères.

Un service d’aide en ligne est disponible sur l’Outil d’Enchère.

ANNEXE 7 Formats des fichiers d'Offres et des fichiers résultats

Fichier d'Offre

Voici le format des fichiers d'Offres pour soumission à une Enchère. Il s'agit d'un fichier de type Excel, contenant les informations suivantes :

Bloc	Offre	Offre01 grt 1 / grt 2	Offre02 grt 1/ grt 2	Offre10 grt 1/ grt 2
B01		Qté1proposée Prix 11 proposé	Qté12 Prix 12	Qté110 Prix 110
B02		Qté21 Prix 21	Qté22 Prix 22	Qté210 Prix 210
....	
Bxx		Qtéxx1 Prix xx1	Qtéxx2 Prix xx2	Qtéxx10 Prix xx10

Une ligne représente un Bloc mis en vente (défini lors de la Spécification d'Enchères). Par ligne, l'Utilisateur renseigne les 10 Offres maximales pour un Bloc donné.

Les informations « grt1/grt2 » ne doivent pas être renseignées par le Participant.

Fichier Résultat

Voici le format du fichier Résultat communiqué par l'Administrateur d'Enchères à la fin d'une Enchère. Il s'agit d'un fichier de type Excel, de format identique à celui des Offres, mais contenant les informations suivantes :

Bloc	Offre	Offre01 grt 1 / grt 2	Offre02 grt 1/ grt 2	Offre grt1/grt2	10
B01		Qté11 retenue Prix Marginal 11				
B02					
....					
Bxx		Qtéxx1 retenue Prix Marginal xx1				

Pour chaque Offre faite par le Participant, la réponse est donnée en terme de : Capacité acquise et Prix Marginal de Bloc.

~~ANNEXE 8 Coefficient d'indemnisation en cas de réduction~~

Réductions de Capacité avant envoi de l'Autorisation à Programmer

~~Le coefficient d'indemnisation des impacts d'une Réduction de Capacité est de 110% pendant la durée de la Réduction, donné dans le tableau ci-dessous :~~

1^{er} mois de Réduction	Mois suivants pour la même Réduction
110%	110100%

ANNEXE 9 ANNEXE 8 Demande de suppression de l'Habilitation aux Mécanismes
d'Allocation par Enchères sur l'Interconnexion France-Belgique

Nombre de pages : 1+

Si vous ne recevez pas toutes les pages,
veuillez nous en informer aussitôt.

EXPÉDITEUR/FROM :

SOCIETE/COMPANY NAME :

ADRESSE / ADDRESS :

TÉLÉPHONE/PHONE :

FAX :

ACCORD DE PARTICIPATION N° :

En application des Règles IFB, _____ souhaite supprimer son Habilitation sur
l'Interconnexion France-Belgique.

Nom et qualité du signataire :

Signature :

DESTINATAIRE/TO :

ATTN :

CNES

FAX :