



Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tél. : 02 289 76 11
Fax : 02 289 76 09

COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTICITE ET DU GAZ

DECISION FINALE

(B)130926-CDC-1270

relative à

la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la "mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest)"

prise en application de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 35°, et de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 9° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité et 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 de l'électricité et l'accès à celui-ci

26 septembre 2013

Résumé

La présente décision évalue la proposition d'Elia pour la mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région Europe nord-ouest (NWE).

Les pays de la région NWE, à savoir la Belgique, l'Allemagne, la France, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Norvège, le Danemark, la Suède, la Finlande et le Royaume-Uni, ont proposé conjointement un couplage de marché (MC) NWE pour le marché *Day Ahead* (DA). Ce NWE DA MC remplace le DA MC Europe centre-ouest (CWE) actuel et le "Interim Tight Volume Coupling" (ITVC) entre la région CWE et la Norvège, le Danemark, la Suède et la Finlande.

Dans les grandes lignes, les principes actuels d'allocation de capacité demeurent inchangés dans la proposition. Pour la Belgique, la proposition comporte principalement des adaptations au niveau de la zone géographique, des adaptations à l'algorithme (avec principalement la nouvelle fonctionnalité *DC loss factor*) et des adaptations apportées au mécanisme de *fallback* (avec principalement des changements au niveau du timing des processus).

La décision de la CREG constitue une approbation sous certaines conditions et des demandes adressées à Elia telles que décrites au dernier chapitre.

INTRODUCTION

La COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG) examine ci-après, sur la base de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 35° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité (ci-après : la loi électricité) et 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 de l'électricité et l'accès à celui-ci (ci-après : le règlement technique), la proposition de la SA Elia System Operator (ci-après : Elia) relative à la "mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest)" (ci-après : la proposition).

L'article 23, §2, deuxième alinéa, 35° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit que la CREG est chargée d'approuver, sur proposition du gestionnaire du réseau, les méthodes utilisées pour établir l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

L'article 180, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes de gestion de la congestion, ainsi que les règles de sécurité, sont notifiées par le gestionnaire du réseau à la CREG pour approbation et sont publiées conformément à l'article 26 de ce règlement.

L'article 183, §2, du règlement technique prévoit que les méthodes d'allocation aux responsables de l'accès de la capacité disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, sont notifiées par le gestionnaire du réseau à la CREG pour approbation conformément à l'article 26 de ce règlement.

La demande d'approbation de la "mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest)" a été envoyée à la CREG par courrier du 10 juillet 2013 (ci-après : « Dossier du 10 juillet 2013 ») et a été reçue le lendemain. Le dossier soumis par Elia comporte, en ce qui concerne cette décision, une note " Implementatie van de day-ahead marktkoppeling in de regio NWE (Noord-West Europa) – Overzichtsnota " (ci-après : note récapitulative d'Elia) comportant des annexes relatives aux scénarios de découplage partiel et complet ("Description of Partial Coupling and Full Decoupling Scenarios") et aux slides présentés lors du deuxième Stakeholder Forum (14 juin 2013, Londres) – "NWE procedures and timings", ainsi que le "Final Regulatory approval package NWE", une "présentation d'Elia relative au trajet d'approbation du 03/06/2013" et un "planning overview" du 14/6/2013.

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

La note récapitulative d'Elia et ses annexes sont jointes à la présente décision finale.

Le projet de décision sur la proposition a été adopté par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 22 août 2013.

La présente décision finale a été adoptée par le Comité de direction de la CREG en sa séance du 26 septembre 2013.

I. CADRE LEGAL

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

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

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

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

L'article 36.d) prévoit que l'autorité de régulation est tenue de prendre toutes les mesures raisonnables afin de contribuer à assurer, de la manière la plus avantageuse par rapport au coût, la mise en place de réseaux non discriminatoires qui soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs, et promouvoir l'adéquation des réseaux et, conformément aux objectifs généraux de politique énergétique, l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'électricité, à grande ou à petite échelle, à partir de sources d'énergie renouvelables et de la production distribuée, tant dans les réseaux de transport que dans ceux de distribution.

L'article 37.6.c) de la directive 2009/72/CE a trait aux tâches et aux compétences des autorités de régulation et prévoit qu'elles sont compétentes pour fixer ou approuver, suffisamment à l'avance avant leur entrée en vigueur, au moins les méthodes utilisées pour

calculer ou établir les conditions d'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion.

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

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

1.2. Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003

2. La CREG rappelle qu'aux termes de l'article 249 du traité instituant la Communauté européenne, le règlement n° 714/2009 (ci-après : le règlement) a une portée générale, est obligatoire dans tous ses éléments et est directement applicable dans tout Etat membre.

3. L'article 15 du règlement 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 16 du règlement détermine les principes généraux de gestion de la congestion.

L'article 16.1 du règlement précise que les problèmes de congestion sur le 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.

L'article 16.2 du règlement stipule que les procédures de restriction des transactions ne peuvent être appliquées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir rapidement 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 16.3 du règlement 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, conformément aux normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.

L'article 16.4 du règlement 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 16.5 du règlement 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 liaison encombrée afin d'utiliser cette liaison à sa capacité maximale.

5. L'article 19 du règlement prévoit que les autorités de régulation veillent au respect du présent règlement et des orientations adoptées conformément à l'article 18. Le cas échéant, afin de répondre aux objectifs du présent règlement, les autorités de régulation coopèrent entre elles, avec la Commission et l'agence ACER.

6. L'annexe du règlement précise les orientations pour la gestion et l'attribution de la

capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux. Cette annexe est traitée dans la section I.3.

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

7. L'annexe I du règlement n° 714/2009 comporte des orientations pour la gestion de la congestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible sur les interconnexions (liaisons) entre réseaux nationaux (ci-après : orientations). Les dispositions de ces orientations qui sont pertinentes pour la présente décision sont fournies ci-après.

1. GÉNÉRALITÉS

1.1. Les GRT s'efforcent d'accepter toutes les transactions commerciales, notamment celles qui impliquent des échanges transfrontaliers.

1.2. En l'absence de congestion, aucune restriction ne sera appliquée en matière d'accès à l'interconnexion. Lorsque l'absence de congestion est la situation habituelle, il n'y a pas lieu de prévoir de procédure générale permanente en matière d'attribution des capacités pour assurer l'accès à un service de transport transfrontalier.

1.3. Lorsque les transactions commerciales programmées ne sont pas compatibles avec une gestion sûre des réseaux, les GRT réduisent la congestion dans le respect des exigences de sécurité opérationnelle du réseau tout en s'efforçant de préserver un rapport coût-efficacité satisfaisant. Les solutions du rappel ou des échanges de contrepartie ne sont envisagées que dans les cas où il n'est pas possible d'appliquer des mesures moins coûteuses.

1.4. En cas de congestion structurelle, les GRT mettent en œuvre sans délai les règles et dispositions appropriées de gestion de la congestion qui ont été préalablement définies et adoptées d'un commun accord. Les méthodes de gestion de la congestion garantissent que les flux physiques d'électricité associés à toutes les capacités de transport attribuées sont conformes aux normes de sécurité du réseau.

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

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

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

1.7. *Pour déterminer les portions de réseau concernées dans lesquelles et entre lesquelles la gestion de la congestion doit s'appliquer, les GRT se fondent sur les principes du meilleur rapport coût-efficacité et de la réduction maximale des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. Ainsi, les GRT ne doivent pas limiter la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle, sauf pour les raisons prévues ci-dessus et pour des raisons de sécurité opérationnelle¹. Si cette situation se produit, les GRT la décrivent et la présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs. Cette situation ne peut être tolérée que jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée. Les GRT décrivent et présentent en toute transparence à l'ensemble des utilisateurs la méthodologie et les projets permettant de réaliser la solution à long terme.*

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

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

1.10. *Les autorités de régulation nationales évaluent régulièrement les méthodes de gestion de la congestion, en veillant notamment au respect des principes et des règles établis dans le présent règlement et les présentes orientations, ainsi que des modalités et conditions fixées par les autorités de régulation elles-mêmes en vertu de ces principes et de ces règles.*

¹ Par "sécurité opérationnelle", il faut entendre le maintien du réseau de transport dans des limites de sécurité définies.

Cette évaluation comprend une consultation de tous les acteurs du marché ainsi que des études spécialisées.

2. MÉTHODES DE GESTION DE LA CONGESTION

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

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

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

2.4. Les GRT optimisent le degré de fermeté des capacités, en tenant compte des obligations et des droits des GRT concernés et des obligations et des droits des opérateurs du marché, afin de favoriser une concurrence effective et efficace. Une fraction raisonnable des capacités peut être proposée au marché à un degré de fermeté moindre, mais à tout moment les conditions précises pour le transport par les lignes transfrontalières sont portées à la connaissance des opérateurs du marché.

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

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

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

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

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

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

2.9. Sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement, la fixation de prix de réserve dans les méthodes d'attribution de capacités n'est pas autorisée.

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

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

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

2.13. Les conséquences financières d'un manquement aux obligations liées à l'attribution de capacités sont à la charge des responsables de la défaillance. Lorsque les opérateurs du marché n'utilisent pas les capacités qu'ils se sont engagés à utiliser ou, dans le cas de capacités ayant fait l'objet d'une vente aux enchères explicite, ne procèdent pas à des échanges sur le marché secondaire ou ne restituent pas les capacités en temps voulu, ils perdent leurs droits d'utilisation de ces capacités et sont redevables d'un défraiement reflétant les coûts. Ce défraiement éventuel en cas de non-utilisation de capacités doit être

justifié et proportionné. De même, si un GRT ne respecte pas son obligation, il est tenu d'indemniser l'opérateur du marché pour la perte des droits d'utilisation de capacités. Aucun préjudice indirect n'est pris en compte à cet effet. Les concepts et les méthodes de base permettant de déterminer les responsabilités en cas de manquement à des obligations sont définis au préalable en ce qui concerne les conséquences financières et sont soumis à l'appréciation de la ou des autorités de régulation nationales compétentes.

3. COORDINATION

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

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

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

Dans le cas d'une interconnexion impliquant des pays qui appartiennent à plusieurs régions, une méthode différente de gestion de la congestion peut être appliquée dans un souci de compatibilité avec les méthodes appliquées dans les autres régions. En pareil cas, il

appartient aux GRT concernés de proposer la méthode à soumettre à l'appréciation des autorités de régulation concernées.

3.3. Les régions visées au point 2.8 peuvent attribuer toute leur capacité d'interconnexion à une échéance d'un jour.

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

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

- a) l'utilisation d'un modèle de transport commun permettant de gérer efficacement les flux de bouclage physiques interdépendants et tenant compte des écarts entre les flux physiques et les flux commerciaux,*
- b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants,*
- c) des obligations identiques, pour les détenteurs de capacités, en matière de fourniture d'informations sur l'utilisation qu'ils projettent de faire des capacités qui leur sont attribuées, c'est-à-dire la réservation des capacités (pour les ventes aux enchères explicites),*
- d) des échéances et des dates de clôture identiques,*
- e) une structure identique pour l'attribution des capacités entre les différentes échéances (à 1 jour, à 3 heures, à 1 semaine, etc.) et en termes de blocs de capacité vendus (quantité d'électricité exprimée en MW, MWh, etc.),*
- f) un cadre contractuel cohérent avec les opérateurs du marché,*
- g) la vérification des flux pour assurer le respect des exigences de sécurité du réseau à des fins de planification opérationnelle et d'exploitation en temps réel,*
- h) le traitement comptable et la liquidation des mesures de gestion de la congestion.*

3.6. La coordination comprend également l'échange d'informations entre GRT. La nature, la date et la fréquence des échanges d'informations sont compatibles avec les activités visées au point 3.5 et avec le fonctionnement des marchés de l'électricité. Ces échanges d'informations permettront notamment aux GRT d'optimiser leurs prévisions en ce qui concerne la situation globale du réseau, de manière à établir le bilan des flux acheminés sur leur réseau et des capacités d'interconnexion disponibles. Tout GRT collectant des informations pour le compte d'autres GRT transmet au GRT participant les résultats de la collecte de données.

4. CALENDRIER DES OPÉRATIONS SUR LE MARCHÉ

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

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

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

4.4. Pour organiser l'exploitation du réseau à un jour, les GRT échangent des informations avec les GRT voisins, notamment leurs prévisions concernant la topologie du réseau, la disponibilité et les prévisions de production des unités de production et les flux de charge, de manière à optimiser l'utilisation de l'ensemble du réseau par des mesures opérationnelles, conformément aux règles régissant la sûreté d'exploitation du réseau.

5. TRANSPARENCE

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

5.2. Les GRT publient une description générale de la méthode de gestion de la congestion appliquée dans différentes circonstances pour maximaliser la capacité disponible sur le marché, ainsi qu'un plan général de calcul de la capacité d'interconnexion pour les différentes échéances, basé sur les réalités électriques et physiques du réseau. Ce plan est soumis à l'appréciation des autorités de régulation des États membres concernés.

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

5.4. Les normes de sécurité en matière d'exploitation et de planification font partie intégrante des informations que les GRT publient dans un document ouvert et public. Ce document est également soumis à l'appréciation des autorités nationales de régulation.

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

- a) chaque année: des informations sur l'évolution à long terme de l'infrastructure de transport et son incidence sur la capacité de transport transfrontalier;
- b) chaque mois: les prévisions à un mois et à un an des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions (par exemple, l'effet des saisons sur la capacité des lignes, les activités d'entretien sur le réseau, la disponibilité des unités de production, etc.);
- c) chaque semaine: les prévisions à une semaine des capacités de transport à la disposition du marché, en tenant compte de toutes les informations utiles dont le GRT dispose au moment du calcul des prévisions, telles que les prévisions météorologiques, la planification des travaux d'entretien du réseau, la disponibilité des unités de production, etc.;
- d) chaque jour: les capacités de transport à un jour et intrajournalières à la disposition du marché pour chaque unité de temps du marché, en tenant compte de l'ensemble des réservations à un jour sur une base nette, des programmes de

production à un jour, des prévisions concernant la demande et de la planification des travaux d'entretien du réseau;

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

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

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

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

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

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

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

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

5.9. Toutes les informations publiées par les GRT sont mises à disposition librement sous une forme facilement accessible. Toutes les données sont également accessibles sur des supports appropriés et normalisés servant à l'échange d'informations, à définir en étroite collaboration avec les acteurs du marché. Les données comprennent des informations sur

les périodes antérieures, avec un minimum de deux ans, afin que les nouveaux opérateurs du marché puissent également en prendre connaissance.

5.10. Les GRT échangent régulièrement un jeu de données suffisamment précises sur le réseau et les flux de charge afin de permettre le calcul des flux de charge pour chaque GRT dans la zone qui le concerne. Ce même jeu de données est mis à la disposition des autorités de régulation et de la Commission européenne si elles en font la demande. Les autorités de régulation et la Commission européenne assurent le traitement de ce jeu de données en toute confidentialité, soit elles-mêmes soit par l'intermédiaire de tout consultant chargé de réaliser des travaux d'analyse pour leur compte sur la base de ces données.

6. UTILISATION DES RECETTES TIRÉES DE LA GESTION DE LA CONGESTION

6.1. Les procédures de gestion de la congestion associées à une échéance prédéfinie ne peuvent générer de recettes que si une congestion se produit en rapport avec ladite échéance, sauf dans le cas de nouvelles interconnexions qui bénéficient d'une dérogation en vertu de l'article 7 du règlement. La procédure de répartition de ces recettes est soumise à l'appréciation des autorités de régulation. Elle ne doit pas fausser le processus d'attribution en favorisant tel ou tel opérateur demandant des capacités ou de l'énergie et ne doit pas constituer un facteur de dissuasion vis-à-vis de la réduction de la congestion.

6.2. Les autorités de régulation nationales pratiquent la transparence en ce qui concerne l'utilisation des recettes résultant de l'attribution des capacités d'interconnexion.

6.3. Les recettes de la congestion sont réparties entre les GRT concernés selon des critères définis d'un commun accord par les GRT concernés et soumis à l'appréciation des autorités de régulation respectives.

6.4. Les GRT établissent clairement à l'avance l'utilisation qu'ils feront de toute recette qu'ils pourraient tirer de la congestion et communiquent l'utilisation effective qui en a été faite. Les autorités de régulation vérifient que cette utilisation est conforme au présent règlement et aux présentes orientations et veillent à ce que la totalité des recettes tirées de la gestion de la congestion résultant de l'attribution de capacités d'interconnexion soit affectée à un ou plusieurs des trois buts décrits à l'article 6, paragraphe 6, du règlement.

6.5. Sur une base annuelle, et au plus tard le 31 juillet de chaque année, les autorités de régulation publient un rapport indiquant le montant des recettes recueillies au cours des 12 mois précédant le 30 juin de la même année et l'utilisation qui a été faite des recettes en question, accompagné de justificatifs attestant que cette utilisation est conforme au présent règlement et aux présentes orientations et que la totalité des recettes de la congestion a été affectée à un ou plusieurs des trois buts prévus.

6.6. *Les recettes tirées de la congestion et destinées à des investissements pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion sont affectées de préférence à des projets spécifiques préalablement désignés qui contribuent à réduire la congestion en question et qui peuvent également être mis en œuvre dans un délai raisonnable, compte tenu notamment de la procédure d'autorisation.*

I.4. La loi électricité

8. L'article 2, 7° de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité entend par "réseau de transport" le réseau national de transport d'électricité à très haute tension et à haute tension interconnecté aux fins de fourniture à des clients finals ou à des gestionnaires de réseau de distribution, mais ne comprenant pas la fourniture, qui comprend les lignes aériennes, câbles souterrains et installations servant au transport d'électricité échangée de pays à pays liés par une interconnexion, au transport de l'électricité échangée par les producteurs, les clients finals et les gestionnaires de réseau de distribution établis en Belgique, et au transport de l'électricité échangée sur le réseau situé dans les espaces marins sur lesquels la Belgique peut exercer sa juridiction, ainsi qu'à l'interconnexion entre centrales électriques et entre réseaux électriques.

9. L'article 15, § 1^{er} de la même loi prévoit que les clients éligibles ont un droit d'accès au réseau de transport aux tarifs fixés conformément à l'article 12 et que le gestionnaire du réseau ne peut refuser l'accès au réseau que s'il ne dispose pas de la capacité nécessaire ou lorsque cet accès empêcherait la bonne exécution d'une obligation de service public à sa charge dans l'intérêt économique général et pour autant que le développement des échanges n'en soit pas affecté dans une mesure qui serait contraire aux intérêts de la Communauté européenne. Les intérêts de la Communauté européenne comprennent, entre autres, la concurrence en ce qui concerne les clients éligibles conformément à la Directive 2009/72/CE et à l'article 106 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

10. L'article 23, §2, 9° de la loi prévoit que la CREG contrôle l'application du règlement technique et approuve les documents visés par ce règlement, à savoir ceux qui concernent les conditions de raccordement et l'accès au réseau de transport.

L'article 23, §2, 35° de la loi électricité prévoit que la CREG est chargée d'approuver, sur

proposition du gestionnaire du réseau, les méthodes utilisées pour établir l'accès aux infrastructures transfrontalières, y compris les procédures d'attribution des capacités et de gestion de la congestion. Ces méthodes sont transparentes et non discriminatoires. La commission publie les méthodes approuvées sur son site Internet.

1.5. Le règlement technique

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

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

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

- 1° à prendre en compte, autant que possible, la direction des flux d'électricité, en particulier lorsque les transactions diminuent effectivement la congestion ;
- 2° à éviter, autant que possible, les effets significatifs sur les flux d'énergie dans d'autres réseaux ;
- 3° à résoudre les problèmes de congestion du réseau de préférence sans recourir à une sélection entre les transactions des différents responsables d'accès ;
- 4° à fournir des signaux économiques appropriés aux utilisateurs du réseau concernés.

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

- 1° les enchères 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).

12. En vertu de l'article 181, §1^{er}, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion prévues à l'article 180 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 ce qui concerne les méthodes de gestion des congestions.

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

Selon l'article 183, §2, du règlement technique, ces méthodes doivent être transparentes et non discriminatoires. Elles sont portées à la connaissance de 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.

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

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

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

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

1.6. L'arrêté royal du 20 octobre 2005

En application de l'article 5, § 1^{er}, 2°, de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 relatif à la création et à l'organisation d'un marché belge d'échange de blocs d'énergie (ci-après : l'arrêté royal du 20 octobre 2005), le gestionnaire du marché doit établir des règles et procédures de marché conformément à l'article 8 en vue d'augmenter la transparence en ce qui concerne l'accès au marché, d'éviter toute discrimination entre les participants et de garantir la confidentialité des données des participants.

L'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 précise que « si le marché est couplé à des marchés similaires dans les pays voisins, le gestionnaire du marché peut, sans préjudice des dispositions relatives aux interconnexions avec les réseaux étrangers prescrites par l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, et sans préjudice des pouvoirs de la commission en vertu de l'arrêté royal précité, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que ceci ait lieu de façon transparente et non discriminatoire ».

En application de l'article 7, § 3, de l'arrêté royal du 20 octobre 2005, l'interdiction de communiquer des informations confidentielles ou commercialement sensibles dont les

personnes visées aux §§ 1^{er} et 2 ont eu connaissance est levée notamment lorsqu'il s'agit d'une information qu'elles sont appelées à communiquer dans leurs relations avec la FSMA ou avec la CREG (2°) ou en cas d'accord préalable écrit de celui qui est concerné par l'information confidentielle (6°).

En application de l'article 19 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005, conformément à la loi, la CREG veille au respect dudit arrêté royal et peut demander à cet effet toutes les informations nécessaires au gestionnaire du marché et aux participants. Elle peut procéder à un contrôle de leurs comptes sur place.

1.7. L'arrêté ministériel du 26 octobre 2010 et le règlement de marché

L'arrêté ministériel du 26 octobre 2010 portant approbation du règlement de marché d'échange de blocs d'énergie (ci après « règlement de marché ») est entré en vigueur le 9 novembre 2010.

L'introduction du règlement de marché stipule notamment ce qui suit : « Belpex a pour but d'organiser un marché transparent, non discriminatoire et professionnel pour l'échange de blocs d'électricité. Un tel marché organise une rencontre optimale entre les Ordres de livraison et les Ordres de prélèvement soumis par les Participants. Le Règlement de Marché ci-après fournit les garanties nécessaires pour l'organisation et la gestion de ce marché et la protection des intérêts des Participants (Indirects). »

L'article 2 du règlement de marché stipule que « conformément à l'article 6 de l'arrêté royal, le Belpex Spot Market peut être couplé avec des marchés similaires opérationnels dans les pays voisins par l'intermédiaire du MC². Ce couplage peut s'appliquer uniquement à certains Segments de Marché ».

² L'article 1^{er}, 44, du règlement de marché définit le terme « MC » comme suit : « le couplage de marché ou le couplage d'un Segment de Marché avec le marché d'autres bourses d'électricité, à savoir l'appariement coordonné du Segment de Marché concerné et le marché correspondant de ces bourses d'électricité, qui requiert la communication au Segment de Marché concerné et au marché correspondant de ces bourses d'électricité par le GRT et les gestionnaires de réseaux de transport de la Zone de réglage dans laquelle le Segment de Marché concerné et le marché correspondant de ces bourses d'électricité opèrent, de la capacité de transmission disponible aux frontières entre la Zone de réglage du GRT et la Zone de réglage du gestionnaire de réseau de transport au sein de laquelle ces autres bourses d'électricité opèrent, afin d'allouer (implicitement) cette capacité aux Participants et aux Participants Indirects du Segment de Marché concerné et du marché correspondant de ces bourses d'électricité d'une manière conforme aux conditions du marché ».

Les autres dispositions du règlement de marché qui traitent du couplage de marché sont les suivantes :

- article 20, dernier alinéa : « Belpex n'est pas responsable en cas de dommages et/ou de pertes liés ou résultant d'un découplage total ou partiel du MC, d'un retard dans le Processus de Fixing et/ou de la modification des Ordres ou de la soumission de nouveaux Ordres conformément à l'article 35 » ;
- article 35, deuxième alinéa : « Lorsque le MC est pris en compte conformément au Spécifications de Segment de Marché Belpex peut, si cela est requis pour garantir le bon fonctionnement du MC ou du Belpex Spot Market, décider de prendre les mesures spéciales (telles qu'entre autres retarder le Processus de Fixing ou l'application de la procédure d'appel d'Ordres (« request for quotes ») plus amplement décrites dans les Spécifications de Segment de Marché du Segment de Marché pour lequel le MC est pris en compte pour le Processus de Fixing ».

En application de l'article 5.4, dernier alinéa, du règlement de marché, la CREG reçoit une copie de la décision de Belpex de refus d'admission d'un candidat sur le Spot Market de Belpex et conformément à l'article 13.2.4 du règlement de marché, Belpex informe la CREG des mesures de suspension, de révocation de suspension et de résiliation d'un accord de participation et de ses motifs.

Conformément à l'article 42 du règlement de marché, Belpex transmet quotidiennement à la CREG les volumes et les prix des Ordres et des Contrats de chaque Participant agissant pour son propre compte et/ou comme Intermédiaire sur le Belpex Spot Market. . Belpex établit annuellement, avant le 30 juin de chaque année, un rapport écrit sur le fonctionnement du Belpex Spot Market durant l'année précédente qu'il transmet simultanément au Ministre, à la FSMA et à la CREG. Pour les Instruments négociés par Enchère, Belpex publie quotidiennement les courbes agrégées d'offre et de demande, les MCP (*market clearing price*) et les MCV (*market clearing volume*). Pour les Instruments négociés en continu Belpex publie quotidiennement de manière anonyme, les prix et les volumes des Contrats. Belpex peut décider de publier toute autre information anonyme dérivée de ces données.

II. ANTECEDENTS

15. Le 25 août 2006 la CREG approuve dans sa décision (B)060825-CDC-552 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 en journalier sur les interconnexions France Belgique et Belgique Pays-Bas au moyen d'enchères implicites ».

16. Le 6 juin 2007, les ministres de l'Energie du Benelux, de la France et de l'Allemagne, ainsi que les représentants des gestionnaires de réseau, les bourses de l'électricité, les régulateurs et les acteurs du marché ont signé une déclaration d'intention commune ("Memorandum of Understanding" ou "MoU") concernant l'introduction d'un couplage des marchés de l'électricité basé sur les flux et la sécurité d'approvisionnement dans la région CWE.

17. Le 25 juin 2008 le « Joint Steering Committee » du projet CWE MC annonce unilatéralement le lancement du couplage de marché dans la région CWE avec un modèle ATC³ au lieu du modèle de couplage de marché basé sur les flux (« flow based ») comme prévu originalement. Dans une lettre du 11 juillet 2008, la CREG a répondu au « Joint Steering Committee » et a exprimé sa sérieuse préoccupation concernant la solution intérimaire basée sur le calcul ATC.

18. Le 2 septembre 2010, la CREG reçoit d'Elia un dossier daté du 1^{er} septembre 2010 reprenant les dernières informations pour l'approbation par la CREG des éléments utiles au démarrage du couplage des marchés dans la Région CWE. Selon Elia ces informations sont élaborées dans un contexte où le projet vise également l'implémentation d'un mécanisme de couplage des marchés entre la Région CWE et les pays scandinaves, via la solution « Interim Tight Volume Coupling » (ITVC).

19. Le 28 octobre 2010, la CREG a adopté la décision (B)101028-CDC-998 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator concernant les

³ Available Transmission Capacity

méthodes pour la gestion des congestions et les méthodes pour l'octroi, aux responsables d'accès, de la capacité disponible sur les interconnexions Belgique-France et Belgique-Pays-Bas via des enchères implicites, organisées dans le cadre du couplage du marché de la région du Europe centre-ouest".

20. Le 10 novembre 2010, le couplage de marché ITVC (Interim Tight Volume Coupling) a été lancé. Cela incluait le lancement du couplage de prix CWE via des offres implicites et une liaison via un couplage de volume implicite avec le Danemark, l'Estonie, la Finlande, la Norvège et la Suède.

21. Le 15 juin 2011, un premier "Implementation Group meeting" NWE a eu lieu à l'initiative des régulateurs NWE. Les gestionnaires de réseaux et les bourses de l'énergie NWE ont présenté leur point de vue concernant le projet. Parmi les gestionnaires de réseaux NWE, on compte les gestionnaires de réseaux belge, français, allemand, luxembourgeois, néerlandais, danois, finlandais, norvégien, suédois et britannique. Les bourses de l'électricité participantes, à savoir APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE et OTE se sont regroupées au sein de l'initiative "Price Coupling of Regions" (PCR) et ont développé un algorithme de couplage des prix pouvant être utilisé pour calculer les prix de l'électricité dans l'ensemble de l'Europe.

22. L'ACER a publié quatre "cross-regional roadmaps", dont la feuille de route pour le couplage de marché, en novembre 2011. Les "cross-regional roadmaps" servent non seulement à identifier les principaux jalons européens et régionaux pour une mise en œuvre fructueuse du projet, mais aussi à exposer l'obligation de justification des différents stakeholders. Le "Market Coupling roadmap" prévoit que le modèle cible pour le délai J-1 est le European Price Coupling (EPC), qui détermine simultanément les volumes et les prix dans toutes les zones pertinentes et se base sur le principe du prix marginal.

23. En avril 2013, les régulateurs NWE ont reçu un rapport gestionnaires de réseaux NWE relatif à l'introduction de facteurs de perte pour les interconnexions DC : "Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling".

24. Le 10 mai 2012, Stattnet a envoyé au nom des gestionnaires des réseaux de transport NWE une demande de "letter of comfort" relative à la répartition des coûts et la récupération des coûts. La lettre donne en outre un état d'avancement du projet NWE, dont

une proposition de répartition des coûts et de récupération des coûts, les principes de gouvernance et la base de l'algorithme de couplage des prix.

25. Le 22 juin 2012, la Bundesnetzagentur et Energitilsynet ont envoyé au nom des régulateurs NWE une lettre en vue de soutenir explicitement le "NWE Price Coupling Project". La répartition des coûts et la récupération des coûts proposées par les gestionnaires de réseaux de transport NWE ont été jugées acceptables et le budget avancé jugé raisonnable, sans qu'une approbation préalable ne soit donnée à d'autres principes de répartition des coûts et de récupération des coûts. Les régulateurs NWE ont aussi demandé à être tenu au courant de toute augmentation significative dans le budget pour le projet NWE.

26. Le 21 décembre 2012, l'ACER a publié son opinion sur les codes de réseau ENTSO-E pour l'attribution des capacités et la gestion des congestions ("Network Code on Capacity Allocation and Congestion Management – CACM NC"). L'entrée en vigueur de ces codes de réseau est prévue dans le courant de 2014. Ces codes de réseau couvrent différents domaines sur lesquels porte cette décision.

27. Le 18 février 2013, les partenaires du projet de couplage des prix NWE ont conjointement déclaré que le projet devait être lancé en novembre 2013, sous réserve de la réussite des tests. Cette déclaration indique en outre que la région sud-ouest (Espagne et Portugal) participera aux tests communs en vue d'une participation au couplage de prix NWE rapidement après son lancement.

28. Le 11 juillet 2013, la CREG a reçu d'Elia un dossier (daté du 10 juillet 2013) comportant la demande d'approbation par la CREG de la mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région Europe nord-ouest (ci-après : NWE DA MC). Ce NWE DA MC doit remplacer l'actuel couplage de marché CWE et le couplage ITVC y afférent entre la CWE et les pays "nordiques" (Danemark, Estonie, Finlande, Norvège et Suède).

29. Le 22 août 2013, la CREG a adopté le projet de décision (B)130822-CDC-1270 relative à la demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest).

30. Le 30 août 2013, la CREG a lancé une consultation de marché sur le projet de décision et la proposition. La consultation a duré jusqu'au 16 septembre 2013. Les réactions par rapport à cette consultation sont prises en considération dans la présente décision finale.

31. Le 16 septembre 2013, Elia a envoyé ses remarques sur le projet de décision 1270. les remarques sont prises en considération dans la présente décision finale.

III. ANALYSE DE LA MISE EN ŒUVRE DU COUPLAGE DE MARCHÉ DAY-AHEAD DANS LA RÉGION NWE

III.1. Remarques et réserves préliminaires

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

33. La CREG estime que la proposition d'Elia ne modifie pas l'actuel principe de base de l'attribution de capacités transfrontalière via le couplage de prix implicite. Elia confirme que la méthode d'attribution ne change pas sur le fond par rapport à l'actuelle méthode d'attribution pour le couplage de marché CWE et l'ITVC CWE-Nordic. Les principales modifications concernent un changement de l'algorithme du Cosmos à l'Euphemia (dans lequel l'introduction éventuelle d'un DC loss factor est évoquée), une extension géographique du couplage des prix implicite et les adaptations du mécanisme de *fallback* y afférentes. La CREG se concentre principalement sur ces adaptations dans sa décision. La CREG rappelle que les conditions pour l'accès au réseau de transport, dont l'accès aux lignes d'interconnexion, relèvent de sa compétence, et que, par conséquent, sa décision doit prendre en compte, dans son évaluation, les éléments qui relèvent de sa compétence.

34. L'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 stipule que, si le marché est couplé à des marchés similaires dans les pays voisins, le gestionnaire du marché peut, sans préjudice des dispositions relatives aux interconnexions avec les réseaux étrangers prescrites par l'arrêté royal du 19 décembre 2002 établissant un règlement technique pour la gestion du transport de l'électricité et l'accès à celui-ci, et sans préjudice des pouvoirs de la commission en vertu de l'arrêté royal précité, mettre en œuvre, à la demande du gestionnaire du réseau, les méthodes d'attribution de la capacité disponible, attribuée au couplage de marché, pour les échanges d'énergie avec les réseaux étrangers, à condition que ceci ait lieu de façon transparente et non discriminatoire.

Autrement dit, l'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 signifie que, en cas de couplage de marché, le gestionnaire de marché peut mettre en œuvre à la demande d'Elia les

méthodes d'attribution de la capacité disponible, compte tenu toutefois des dispositions relatives aux connexions avec des réseaux étrangers contenues aux articles 176 à 184 du règlement technique et des compétences de la CREG conformément au règlement technique (notamment en vertu des articles 180, § 2, et 183, § 2, du règlement technique).

La CREG constate que la proposition d'Elia porte sur l'attribution de 100% de la capacité d'interconnexion journalière aux enchères implicites. Dans la mesure où les échanges transfrontaliers effectués sur base journalière sont opérés via la bourse, l'accès à cette bourse conditionne l'accès au réseau.

La CREG rappelle qu'elle est compétente en ce qui concerne les conditions d'accès au réseau. Le législateur a par ailleurs explicitement indiqué dans l'article 6 de l'arrêté royal du 20 octobre 2005 qu'en cas de couplage des marchés, la CREG gardait tous les pouvoirs attribués par le règlement technique.

Par ailleurs, l'arrêté royal du 20 octobre 2005, le règlement de marché et les procédures de marché contiennent notamment les conditions de participation à la bourse.

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

En conséquence, si la CREG constate que l'application de la réglementation relative au couplage de marché limite, directement ou indirectement, ou remet en cause, dans les faits, le droit d'accès au réseau de transport consacré aux articles 20, §1^{er}, de la directive 2009/72/CE ainsi qu'à l'article 15 de la loi électricité, elle invitera Elia à lui soumettre pour approbation une proposition en exécution de l'article 6 du règlement technique, ou des articles 180 et 183 du règlement technique et, si nécessaire, elle mettra en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour garantir le droit d'accès au réseau.

35. La CREG souhaite souligner que cette décision porte uniquement sur les méthodes proposées de gestion de la congestion et d'attribution de la capacité journalière disponible aux acteurs du marché en cas de couplage de marché par le système d'enchères implicites. En d'autres termes, cette décision ne porte en aucun cas préjudice au pouvoir de la CREG d'approuver, en vertu desdits articles 180, § 2, et 183, § 2, du règlement technique, les méthodes de gestion de la congestion et d'attribution de capacité disponible aux horizons mensuel, annuel et infra-journalier.

36. Lorsqu'il s'avère qu'aucun résultat de couplage de prix ne peut être calculé pour la région NWE au moyen de procédures normale, de back-up ou spéciale, une procédure « Fallback » est lancée. Les principes de cette procédure *Fallback* sont mentionnés à l'annexe 1 du dossier du 10 juillet 2013. Les enchères (« shadow auctions ») qui servent de base à la procédure de *Fallback* sont traitées dans la décision relative aux règles d'enchères harmonisées du 10 novembre 2011⁴. La CREG estime que les situations faisant appel à la procédure de *Fallback* seront une exception et suivra tout événement de cette nature de près. La CREG s'attend à être informée par Elia des situations de *Fallback*.

37. Si l'entrée en vigueur du couplage de marché NWE aboutit à un échec, le Steering Committee peut décider, dans les deux mois du lancement, de recourir à une solution appelée "Rollback". Cette solution repose sur le calcul ITVC actuel sur les interconnexions avec la Scandinavie et un couplage de marché CWE sur la base de l'algorithme Cosmos. La CREG estime que les situations faisant appel à la procédure de *Rollback* seront une exception et suivra tout événement de cette nature de près. La CREG s'attend à être informée par Elia des situations de *Rollback*.

38. Par ailleurs, cette décision ne se prononce pas sur les aspects tarifaires, en ce compris les coûts liés à l'attribution de la capacité journalière sur les interconnexions et la destination des revenus connexes. A cet égard, cette décision n'implique nullement une approbation implicite ou explicite de ces aspects.

39. Cette décision ne se prononce pas non plus sur les procédures opérationnelles qui seront d'application pour le couplage de marché NWE qui figurent dans le dossier. La CREG s'attend à ce que les procédures donneront lieu à un bon fonctionnement du marché et s'attend à être tenue au courant de situations qui divergent du fonctionnement de marché normal. A titre d'illustration, la CREG renvoie au découplage dû à un changement d'heure le 28 mars 2011 ("short clock change") et aux procédures y afférentes.

40. En outre, si la décision actuelle devait, malgré la concertation qui a eu lieu entre les

⁴ Décision de la CREG (B)111110-CDC-1124 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la modification des méthodes de gestion des congestions et les méthodes pour l'octroi aux responsables d'accès de la capacité annuelle et mensuelle disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux français et néerlandais, comme déterminé dans le cadre des initiatives régionales CWE et CSE ainsi qu'avec la Suisse".

gestionnaires de réseau, la CREG, les régulateurs allemand, français, luxembourgeois, néerlandais, norvégien, danois, suédois, finlandais et britannique, s'avérer encore incompatible avec les décisions prises ou des réglementations adoptées en Allemagne, en France, au Luxembourg, aux Pays-Bas, en Norvège, au Danemark, en Suède, en Finlande et au Royaume-Uni, la CREG se réserve le droit de revenir entièrement ou partiellement sur sa décision après avoir reçu de la part d'Elia une nouvelle proposition.

41. La CREG souhaite souligner le fait que ces décisions n'ont pas trait au calcul de la capacité transfrontalière. Elia confirme également que le projet NWE ne comporte pas de modifications à la méthode de calcul des capacités commerciales transfrontalières.

42. La CREG rappelle que le principe du couplage de prix est nécessaire à la mise en œuvre du Day-Ahead Target Model et qu'un "Single European Price Coupling (EPC) est conforme au "Cross-regional roadmap for Day-Ahead Market Coupling" de l'ACER.

43. La CREG s'attend à ce que la méthode proposée dans la région NWE puisse s'étendre facilement et faciliter l'accès d'autres régions et pays. La CREG s'attend par ailleurs également à ce que le couplage de marché demeure performant et efficace lors de chaque extension géographique.

44. La CREG souhaite souligner qu'elle accorde une grande importance à la performance de l'algorithme du couplage du marché. La CREG s'attend à ce que des délais suffisants soient toujours accordés afin de parvenir à une solution qualitative, sans menacer, ce faisant, le timing des procédures. La CREG suivra cela de près et s'attend à ce que des rapports soient remis au sujet des paramètres de qualité de l'algorithme.

Dans l'optique d'un fonctionnement optimal du marché, la CREG s'attend également à ce que l'algorithme continuera d'évoluer et que de nouveaux types d'offres intelligentes seront incorporées.

Toujours à propos de l'algorithme, la CREG s'attend à ce que les partenaires du projet NWE remettent des rapports au sujet de la reproductibilité de l'algorithme.

45. La CREG signale qu'Elia indique que les tests de simulation peuvent donner lieu à de légères modifications au niveau des durées de traitement. La CREG émet par conséquent des réserves pour chaque modification allant à l'encontre des principes de cette décision. La

CREG demande à Elia de la tenir informée de toutes les modifications relatives aux durées de traitement. La CREG évaluera si d'éventuelles modifications apportées aux durées de traitement doivent faire l'objet d'une nouvelle décision et en informera Elia le cas échéant.

La CREG fait remarquer que de nombreuses actions doivent avoir lieu au cours des durées de traitement prévues. La CREG rappelle que le bon déroulement des différentes procédures nécessaires s'avère crucial pour un bon fonctionnement du marché et relève la responsabilité des opérateurs du couplage du marché NWE. La CREG soutient les évolutions futures des procédures en vue de leur optimisation.

La CREG fait remarquer par ailleurs que les procédures de "fallback" pour le couplage de marché NWE ne prévoient pas la possibilité d'un découplage partiel au sein de la région CWE. La CREG a compris que cela entretient un lien avec le système de gestionnaires de réseaux commun (TSO common system) utilisé au sein du CWE et des systèmes boursiers locaux. Elia signale, dans ses remarques sur le projet de décision, qu'il ne faut pas négliger les adaptations nécessaires apportées à ces systèmes pour autoriser un découpage partiel. La CREG demande à Elia d'étudier la possibilité de découplage partiel entre les pays CWE comme amélioration possible des procédures de fallback.

46. L'une des nouveautés de l'algorithme (Euphémia) réside dans la possibilité d'internaliser les pertes survenant sur les interconnexions DC (ci-après: DC loss factor). L'utilisation de cette adaptation de l'algorithme sur les interconnecteurs dans la région NWE a un impact sur la fixation de prix finale et les échanges dans l'ensemble de la région concernée et est illustrée mathématiquement comme étant la limitation suivante: *prix côté exportations* $\leq (1 - \text{facteur de perte}) \cdot (\text{prix côté importations})$. L'activation du DC loss factor sera soumise par frontière par les gestionnaires de réseaux concernés à leurs régulateurs. La CREG émet des réserves au sujet de l'activation du DC loss factor telle qu'il est présenté dans la proposition actuelle. Les raisons de cette réserve sont les suivantes :

- La question se pose de savoir si le fait de porter en compte un facteur de perte pour les lignes DC uniquement constitue une discrimination à l'égard des lignes AC. La CREG renvoie au rapport "Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling" d'avril 2013. Le rapport mentionne explicitement qu'une analyse juridique de la question de la discrimination n'a pas été réalisée. L'application du DC loss factor sans justification spécifique sur un seul horizon de temps en particulier, en l'occurrence l'horizon day-ahead, et non sur d'autres horizons de temps peut s'avérer discriminatoire, disproportionné, ou avoir un effet perturbateur pour le marché.

L'application du DC loss factor sans justification spécifique sur les interconnexions uniquement et non sur d'autres lignes sur lesquelles des pertes peuvent se produire peut également s'avérer discriminatoire, disproportionné ou avoir un effet perturbateur sur le marché.

- Un DC loss factor ne peut atteindre pleinement son but que s'il est appliqué aux flux physiques. En envisageant (en ce moment) la fonctionnalité pour le marché day-ahead uniquement, on crée des situations dans lesquelles celle-ci se heurte à une approche différente de la capacité annuelle et mensuelle, du marché intraday et de l'équilibrage. Les flux physiques finaux peuvent différer fortement de ce qui est échangé sur le marché day-ahead ; de ce fait, une perte sur le marché day-ahead ne correspond pas nécessairement à la perte mesurée au final sur l'interconnexion DC.

L'introduction d'un DC loss factor sur le marché day-ahead, par exemple, et non sur le marché intraday, peut donner lieu spécifiquement à la perte, au niveau intraday, de tous les bénéfices réalisés au niveau day-ahead. Une telle situation donne lieu, au final, à une nouvelle répartition du bien-être et à une éventuelle annulation des gains d'efficacité obtenus en day-ahead.

- Les informations obtenues par la CREG au sujet du DC loss factor n'indiquent pas clairement si les coûts du DC loss factor calculés peuvent dépasser les coûts réellement effectués. C'est le cas, par exemple, lorsque deux flux inverses se compensent ("netting") et que le gestionnaire du réseau calcule deux fois des coûts via un DC loss factor. Les deux flux peuvent être générés par des échanges commerciaux sur différents horizons de temps : un échange commercial sur le marché day-ahead peut, par exemple, être compensé par un mouvement inverse sur le marché intraday.
- Le rapport "Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling" des gestionnaires de réseaux NWE d'avril 2013 se base uniquement sur quelques hypothèses et ne prend pas en compte tous les aspects pertinents en vue de l'obtention d'une image totale de l'impact des DC loss factors sur le fonctionnement du marché et sur les flux physiques. Le rapport n'aborde pas, par exemple, les éventuelles pertes supérieures ou inférieures sur les lignes AC en raison de l'introduction des DC loss factors. Un changement au niveau du comportement de l'offre n'est pas envisagé non plus. Ces éléments-ci et d'autres éléments également entravent l'évaluation de l'impact des DC loss factors.

- La CREG fait remarquer que la discussion relative au DC loss factor au niveau NWE n'est pas encore clôturée. Concrètement, les régulateurs de la région NWE attendent l'apport d'analyses effectuées par le gestionnaire de réseau finlandais Fingrid et le gestionnaire de réseau suédois Svenska Kraftnät. La CREG note, sur ce point, que tous les gestionnaires de réseau NWE ne sont pas alignés s'agissant de la mise en œuvre d'un DC loss factor.
- Les gestionnaires de réseau n'ont pas encore clairement indiqué la manière dont ils détermineront les DC loss factors. Le rapport "Introduction of loss factors on interconnector capacities in NWE Market Coupling" des gestionnaires de réseaux NWE cite trois manières de déterminer le facteur, sans aborder les critères finals retenus. La CREG fait également remarquer que seuls les DC loss factors linéaires peuvent être portés en compte dans l'algorithme.
- La relation entre le DC loss factor et l'"Inter TSO Compensation" (ITC) n'est pour l'instant pas claire. Le mécanisme ITC vise aussi à répartir les coûts transfrontaliers et les coûts des flux de transit, causés par les déséquilibres entre l'offre et la demande d'électricité entre les Etats membres.
- Un DC loss factor rend la fixation de prix au sein de la région NWE plus complexe et peut être ressentie par le marché comme étant moins transparente.
- En mettant en œuvre un DC loss factor fixe sur une liaison déterminée, les opérateurs de câble sont moins incités à limiter les pertes.

47. La CREG soutient le principe d'internalisation des pertes. La CREG est cependant d'avis que sa mise en œuvre doit se faire d'une manière harmonisée, coordonnée et réfléchi sur le plan de la région NWE et sur le plan européen. La CREG s'attend à ce que l'internalisation des pertes se fasse de manière non discriminatoire sur les lignes AC et DC pour tout délai pertinent.

Si Elia prévoit de mettre en œuvre un DC loss factor sur une ligne spécifique (ce serait possible pour les projets NEMO et ALEGrO attendus), la CREG s'attend à une concertation préalable avec Elia à ce sujet. Etant donné qu'Elia n'a pour l'instant pas soumis de proposition de mise en œuvre d'un DC loss factor, notamment à défaut d'interconnexions DC en Belgique, la CREG ne doit momentanément pas prendre de décision quant à l'entrée en vigueur d'un DC loss factor sur une interconnexion belge.

Etant donné que la discussion relative aux DC loss factors au niveau NWE et européen n'est pas close et étant donné que la mise en œuvre du DC loss factor sur une certaine frontière

peut influencer l'ensemble de la région NWE, la CREG estime que la discussion à ce sujet ne peut se limiter aux frontières en question et demande à Elia de continuer à suivre cela. La CREG s'attend à ce que la discussion sur le DC loss factor entre les gestionnaires de réseaux NWE et les régulateurs reste active et continuera de suivre ses développements.

La CREG s'attend en outre à ce que les éventuelles influences de la mise en œuvre des DC loss factors soient étudiées. Par ailleurs, la CREG s'attend à ce que le principe ou la mise en œuvre des DC loss factors par les gestionnaires de réseaux soient revus s'il s'avère, suite au monitoring, que le DC loss factor est contraire aux éléments d'appréciation énumérés dans la section suivante.

48. Dans l'attente de l'entrée en vigueur du CACM NC, en particulier s'agissant des aspects de gouvernance, la CREG considère qu'Elia porte l'entière responsabilité de la réalisation d'un couplage de marché conforme au règlement.

49. La CREG fait remarquer que le projet de décision est soumis aux acteurs du marché pour consultation. La CREG a pris en compte le résultat de la consultation dans sa décision finale.

50. La CREG renvoie à l'éventuelle harmonisation des limites de prix sur le marché day-ahead dans le cadre du NWE DA MC, évoqué à l'annexe 2 de la note récapitulative d'Elia (slides présentés à l'occasion du deuxième Stakeholder Forum (14 juin 2013, Londres) - "NWE procedures and timings"). La CREG fait remarquer que l'harmonisation des limites de prix peut entraîner l'introduction d'autres limites sur les bourses de l'électricité NWE. La CREG va continuer à suivre l'impact dans le cadre d'un fonctionnement de marché efficace, non discriminatoire et transparent. La CREG rappelle que les conditions pour l'accès au réseau de transport, dont l'accès aux lignes d'interconnexion, relèvent de sa compétence, et que, par conséquent, elle doit approuver les adaptations apportées aux limites de prix.

51. La CREG retient des réactions issues de la consultation de marché que le NWE DA MC et la poursuite de l'intégration du marché européen de l'électricité bénéficient d'un soutien. Dans ce cadre, il faut continuer à accorder de l'attention à l'harmonisation des différents aspects. La transparence du fonctionnement du marché est citée comme condition importante également. La CREG retient par ailleurs que le marché ne souhaite pas accuser de retard au niveau du lancement du NWE DA MC.

52. Elia soulève plusieurs éléments dans ses remarques sur le projet de décision qui, selon son interprétation, devraient permettre l'approbation de la proposition.

- Elia souligne le fait qu'une demande d'approbation pour le CWE Flowbased Market Coupling dépend de l'approbation et de l'entrée en vigueur du NWE DA MC. Selon Elia, un retard accusé au niveau du lancement du NWE DA MC aura un impact négatif sur les progrès accomplis sur le plan du CWE Flowbased Market Coupling.
- La mise en œuvre d'un facteur de perte sur les lignes AC est un exercice très complexe qui doit être bien étudié et qui requiert une coordination rigoureuse entre les différents pays concernés. Elle donnerait lieu à des modifications drastiques des mécanismes de compensation et des dispositions légales.
- La mise en œuvre d'un facteur de perte sur tous les horizons de temps doit être analysée plus en détails et aura probablement un impact sur les différentes règles nationales et internationales existantes.

53. La CREG signale qu'Elia, dans ses remarques sur le projet de décision, s'engage à accepter les conditions posées par la CREG, dans la mesure de ce qui est possible dans un contexte international.

III.2. Eléments d'appréciation pris en considération

54. Sur base des textes légaux présentés dans la première partie de la décision, 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 des méthodes de gestion de la congestion et d'allocation des capacités;
- la méthode de gestion des congestions qui doit être basée sur le marché;
- la fermeté des capacités allouées;
- 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;

- la coordination (régionale) des méthodes de gestion de la congestion et en particulier la prise en compte efficace, lors de l'allocation, des flux de bouclage physiques et l'harmonisation des méthodes de gestion de la congestion dans la région CWE ;
- la justification économique de la méthode;
- le monitoring par la CREG.

55. 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 est notamment basé sur l'article 16.1 du règlement et sur les articles 180, §1^{er}, et 183, §2, du règlement technique.

56. Un autre élément d'appréciation a trait au type de méthode de gestion des congestions: l'article 16.1 du règlement stipule que les solutions aux problèmes de congestion doivent être basées sur le marché. L'interprétation de ces termes est notamment fournie par les orientations. Celles-ci précisent, à l'article 2.1, que les capacités sont attribuées uniquement par des enchères explicites (de la capacité) ou implicites (de la capacité et de l'énergie).

57. L'élément d'appréciation suivant concerne la fermeté des capacités allouées. En ce qui concerne le niveau de fermeté des capacités allouées, l'article 16.2 du règlement précise que les procédures de restrictions de transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive. En ce qui concerne la clarté de la définition du niveau de fermeté proposé par le gestionnaire de réseau, l'article 184, 3^o, 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 16.2, deuxième alinéa, du règlement précise que, sauf cas de force majeure, les opérateurs de marché auxquels a été attribué une capacité sont indemnisés pour toute restriction.

58. 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 notamment 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 15.3 du règlement et l'article 182, §1^{er}, du règlement technique prévoient 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 orientations vont plus loin en matière de transparence, et y consacrent tout le volet 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 orientations prévoient notamment la publication de données pertinentes relatives à l'offre (production : article 5.5 i)) 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 orientations prévoient également la publication des flux physiques (article 5.5.h)).

59. Un autre élément d'appréciation a trait à la coordination des méthodes de gestion de la congestion quand des échanges commerciaux entre deux pays (GRT) risquent d'influencer de manière significative les flux physiques dans un pays (GRT) tiers (cette définition est tirée de l'article 3.1 des orientations). L'article 3.5, des orientations prévoit que les méthodes de gestion de la congestion devront être coordonnées, ce qui signifie en particulier, selon l'article 3.5 b) l'attribution et la réservation de capacités dans l'optique d'une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants et (f), un cadre contractuel cohérent avec les acteurs du marché.

60. Un autre élément d'appréciation concerne la justification (économique) du système proposé d'enchères implicites de la capacité journalière aux interconnexions proposé dans le cadre du couplage des marchés. Cet élément d'appréciation s'inscrit dans le cadre de l'article 2.1 des orientations qui demande des mécanismes du marché, de manière à favoriser un commerce transfrontalier efficace. En particulier, il convient de démontrer que le système d'enchères implicites par le couplage de marché NWE entraîne une utilisation plus efficace de la capacité journalière aux interconnexions.

61. Un autre élément d'appréciation a trait aux compétences de contrôle de la CREG relevant de la législation à laquelle il est fait référence dans la première partie de la présente décision. Le mécanisme d'allocation proposé ne peut en effet empêcher un contrôle efficace par la CREG.

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

III.3.1. Absence de discrimination

62. Les exigences pour la solution de couplage de prix NWE que les gestionnaires de réseaux NWE ont imposées comportent l'interdiction claire de discriminer. Selon les gestionnaires de réseaux l'algorithme de couplage (Euphemia) ne peut comporter de règle de calcul qui discriminent certains acteurs du marché par rapport à d'autres. Des règles déterministes doivent établir quelle solution possible parmi plusieurs doit être retenue par l'algorithme en cas de bien-être sociale identique. L'algorithme doit en outre être équitable. Les règles de calcul doivent rester neutres et ne pas discriminer ni favoriser quelque ordre ou origine d'ordre que ce soit. Les bourses responsables du développement de l'algorithme (l'initiative PCR) garantissent que la technique "branch and bound" utilisée dans l'algorithme ne favorise aucune offre par rapport à d'autres et que les règles déterministes auditablement établissent quelle solution possible parmi plusieurs doit être retenue.

La CREG constate que ce caractère équitable et non discriminatoire de l'accès au couplage de marché existe déjà dans le couplage de marché CWE actuel et que ce principe reste inchangé.

La CREG constate que pour les acteurs du marché les principes généraux des méthodes d'allocation et de gestion de la congestion restent inchangés par rapport à la situation actuelle.

En conséquence, la CREG estime que la proposition d'Elia répond à l'élément d'appréciation relatif à la non discrimination des capacités allouées.

La CREG est également d'avis que la proposition de méthodes pour la gestion des congestions, réalisée dans le cadre du couplage des marchés, peut donner lieu à une discrimination entre le commerce interne et transfrontalier via le mécanisme de calcul des

capacités. Ce point est également traité dans une décision distincte sur les méthodes de calcul de la capacité transfrontalière (voir également article 1.7 des orientations).

La CREG rappelle toutefois la réserve faite au paragraphe 37 de cette décision concernant notamment les conditions d'accès à la bourse.

Comme expliqué au paragraphe 46, la CREG estime qu'il y a un risque que la mise en œuvre des DC loss factors soit discriminatoire. L'application du DC loss factor sans justification spécifique sur un seul horizon de temps en particulier, en l'occurrence l'horizon day-ahead, et non sur d'autres horizons de temps peut s'avérer discriminatoire ou disproportionné. L'application du DC loss factor sans justification spécifique sur les interconnexions uniquement et non sur d'autres lignes sur lesquelles des pertes peuvent se produire peut également s'avérer discriminatoire ou disproportionné.

III.3.2. Méthodes basées sur le marché

63. L'article 2.1. des orientations définit clairement comment comprendre « méthodes basées sur le marché » : seules les enchères explicites (capacités) ou implicites (capacité et énergie) peuvent être utilisées pour l'allocation des capacités.

64. Elia propose un couplage de la bourse belge de l'électricité avec les bourses allemandes, françaises, néerlandaises, danoises, finlandaises, norvégiennes, suédoises et britanniques pour l'allocation des capacités journalières sur les frontières Belgique France et Belgique Pays-Bas. La méthode proposée par Elia est une enchère implicite des capacités journalières sur les deux frontières et correspond donc à une méthode basée sur le marché.

65. En l'absence de contrainte sur les interconnexions, un même prix est fixé pour ces marchés. S'il y a congestion, le prix de la capacité d'interconnexion est implicitement déterminé par la différence de prix entre les marchés⁵. Ce prix fournit par conséquent un signal économique indiquant la valeur attribuée par les acteurs aux échanges d'énergie à court terme entre les marchés.

66. Vu ce qui précède, la CREG estime que la proposition d'Elia répond aux éléments d'appréciation qui prévoient que les méthodes doivent être basées sur le marché.

⁵ La mise en œuvre d'un DC loss factor sur une interconnexion déterminée peut également générer un écart de prix en l'absence de congestion. Cet écart de prix est couplé à un facteur de perte sur l'interconnecteur.

67. La CREG fait remarquer que les différentes procédures, à savoir les procédures normale, de back-up, de *fallback*, spéciale et autres, visent à ce que les actions nécessaires de toutes les parties se déroulent de manière coordonnée. La CREG encourage Elia à continuer d'optimiser ces procédures en vue d'un couplage de marché le plus efficace possible.

III.3.3. Fermeté des capacités allouées

68. La CREG comprend qu'Elia propose que les capacités d'interconnexion attribuées sur base d'un mécanisme d'enchères implicites soient physiquement fermes (« firm »). La CREG se fonde sur une situation inchangée en ce qui concerne la fermeté de la capacité attribuée, à savoir qu'Elia garantisse la fermeté des capacités attribuées au couplage de marché, sauf en cas de *force majeure*. La législation pertinente et les règles locales restent d'application. La CREG renvoie également en ce qui concerne la fermeté à sa décision relative aux règles d'enchères explicites⁶.

69. Etant donné que les conditions pour la fermeté restent inchangées, la CREG estime que la proposition d'Elia répond à l'élément d'appréciation relatif à la fermeté des capacités allouées.

III.3.4. Transparence

70. La CREG rappelle à Elia qu'elle doit suivre les exigences relatives à la transparence posées par les orientations relatives à la gestion des congestions. La CREG se fonde sur une situation inchangée en ce qui concerne la transparence relative à la capacité transfrontalière et à la gestion des congestions.

La CREG tient à rappeler que, conformément à l'article 42, troisième alinéa, du règlement de marché, Belpex est tenue de publier quotidiennement les courbes agrégées d'offre et de demande sur le «*day ahead market*» de Belpex, les MCP («*Market Clearing Price*») et les MCV («*Market Clearing Volume*»).

⁶ Décision (B)111110-CDC-1124 relative à la "demande d'approbation de la proposition de la SA Elia System Operator relative à la modification des méthodes de gestion des congestions et les méthodes pour l'octroi aux responsables d'accès de la capacité annuelle et mensuelle disponible pour les échanges d'énergie avec les réseaux français et néerlandais, comme déterminé dans le cadre des initiatives régionales CWE et CSE ainsi qu'avec la Suisse".

III.3.5. Coordination entre gestionnaires de réseau, dont gestion efficace des flux de bouclage et harmonisation

71. Le MoU du 6 juin 2007 relative au couplage des marchés de l'électricité et de la sécurité d'approvisionnement dans la région CWE met comme objectif un couplage de marché entre les cinq pays de la région CWE basé sur les flux (« flow based »). Ce MoU indique également qu'un système de couplage de marché moins sophistiqué qu'une méthode basée sur les flux peut être implémenté comme une solution intermédiaire si elle ne retarde pas indûment l'implémentation de la méthode basée sur les flux. La CREG comprend que la méthode proposée pour l'allocation de la capacité disponible en journalier sur les interconnexions basée sur l'ATC doit être vue comme une solution intermédiaire et que la méthode basée sur les flux reste la méthode à poursuivre.

L'article 3.5 b) des orientations précise que la coordination entre gestionnaires de réseau doit comprendre notamment une gestion efficace des flux de bouclage physiques interdépendants.

La proposition de couplage des marchés de la région NWE contribue à l'intégration des marchés de l'électricité belge, français, allemand, luxembourgeois, néerlandais, danois, finlandais, norvégien, suédois et britannique. Cette initiative propose une méthode d'allocation commune des capacités d'échanges journalières entre les pays appartenant à la région NWE.

La proposition de couplage de marché de la région NWE cadre avec les objectifs de la Commission européenne en vue d'aboutir à l'unification des marchés européens de l'électricité. En particulier, la proposition cadre avec le modèle cible pour l'attribution de capacité en J-1 tel que reflété dans le "Market Coupling roadmap" de l'ACER. Cette feuille de route prévoit que le modèle cible pour le délai J-1 est le European Price Coupling (EPC), qui détermine simultanément les volumes et les prix dans toutes les zones pertinentes et se base sur le principe du prix marginal. La CREG fait remarquer que la proposition cadre avec le plan par étapes de la feuille de route de l'ACER.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG estime que l'extension du couplage de prix au Danemark, en Finlande, en Norvège, en Suède et en Grande-Bretagne est un point positif dans l'intégration des marchés européens de l'électricité.

72. Néanmoins, la CREG comprend que la méthode d'allocation proposée par Elia dans le dossier du 10 juillet 2013 ne comporte pas de méthode de couplage de marché entre les cinq pays de la région CWE basée sur les flux.

Compte tenu de ce qui précède, la CREG estime que la proposition d'Elia n'est pas en conformité avec l'élément d'appréciation relatif à la coordination et en particulier en ce qui concerne le traitement réservé aux flux de bouclage. En conséquence, la CREG demande à Elia d'implémenter au plus vite un couplage basé sur les flux, conforme aux orientations. Cela implique notamment une bonne définition des zones de marché (voir également article 1.7 des orientations).

La CREG s'attend à ce que, comme l'indique Elia, l'algorithme Euphemia soutienne un modèle de réseau flow-based en vue du développement futur d'un couplage de marché flow-based.

73. La CREG s'attend enfin à ce que la méthode proposée pour le couplage de marché day-ahead dans la région NWE puisse s'étendre facilement et faciliter l'accès d'autres régions et pays.

III.3.6. Justification économique

74. Dans sa décision (B)101028-CDC-998 relative au couplage de marché CWE, la CREG a examiné les bénéfices sur le plan économique d'un couplage de marché implicite via les prix. Elia a indiqué dans son dossier du 31 mars 2010 qu'un gain de richesse socio-économique a été réalisé par la mise en œuvre du couplage de marché CWE. Les principes qui ont pour objectif une maximalisation de la richesse sont maintenus dans l'algorithme Euphemia. En appliquant le couplage de prix implicite aux interconnexions dans une région géographique plus grande, la CREG s'attend à un bénéfice en termes de bien-être.

75. Compte tenu de ce qui précède, la CREG estime que la proposition d'Elia dans ce domaine est en conformité avec l'élément d'appréciation relatif à la justification économique.

Toutefois, la CREG demande à Elia de publier, en coordination avec les autres gestionnaires de réseau de la région, mensuellement un rapport indiquant le bien-être socio économique créé par les enchères implicites en faisant distinction entre le surplus des consommateurs, le surplus des producteurs et les revenus d'enchères. La CREG demande d'inclure dans ce

rapport des comparaisons entre la situation réelle et une situation avec une capacité infinie sur les interconnexions entre les différents marchés journaliers.

76. La CREG fait remarquer que l'introduction d'un DC loss factor dans l'algorithme lui-même a pour objectif d'optimiser économiquement l'impact de ces pertes. L'internalisation des pertes sur les interconnexions DC serait optimale sur le plan day-ahead. Comme expliqué au paragraphe 46, un DC loss factor ne peut atteindre pleinement son but que s'il est appliqué aux flux physiques. En ne considérant la fonctionnalité que pour le marché day-ahead et non pour le marché annuel, mensuel, intraday ou l'équilibrage, un déséquilibre annulant potentiellement les plus-values de l'internalisation des pertes DC est créé.

La CREG estime que la mise en œuvre unilatérale d'un DC loss factor uniquement sur le marché day-ahead et uniquement sur les interconnexions DC n'est pas optimal d'un point de vue économique.

III.3.7. Monitoring par la CREG

77. L'article 42, premier alinéa, du règlement de marché prévoit que Belpex transmette quotidiennement à la CREG les volumes et les prix des ordres et des contrats de chaque participant sur le *day ahead market* de Belpex.

78. En particulier, la CREG surveillera chaque situation qui comporte un découplage complet ou partiel et sur toute autre forme d'écart à la procédure normale de couplage de marché NWE.

79. La CREG veillera à la qualité des résultats du couplage de marché NWE.

DECISION

En vertu de l'article 23, §2, deuxième alinéa, 35° de la loi électricité et des articles 180, §2, et 183, §2 du règlement technique, la CREG décide, pour les raisons qui précèdent, d'approuver, sous conditions, la proposition d'Elia relative à la mise en œuvre du couplage de marché day-ahead dans la région NWE (Europe nord-ouest).

Les conditions que la CREG impose à Elia sont les suivantes :

- Etant donné que la CREG est d'avis que la méthode proposée n'est pas conforme à l'article 3.5 des orientations, qui vise un couplage sur la base des flux, la CREG attend d'Elia, conformément au paragraphe 72, une proposition de couplage des marchés de la région CWE basé sur les flux et correspondant aux orientations.
- Travailler vers une internalisation des pertes de manière non discriminatoire sur les interconnexions et les lignes internes AC et DC et pour tout délai pertinent.

La CREG renvoie aux paragraphes 32 à 49 en ce qui concerne les remarques complémentaires et les réserves dans sa décision.

La CREG demande en outre à ELIA :

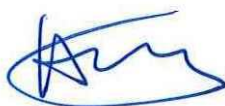
- En collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE, tout comme pour les interconnexions DC, de soigneusement étudier l'internalisation des pertes.
- En collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE, d'étudier l'internalisation des pertes de toutes les lignes pertinentes de l'algorithme de couplage de marché.
- En collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE, de mettre en œuvre le plus rapidement possible des fonctionnalités pour l'internalisation de pertes harmonisées pour tous les horizons de temps pertinents (année, mois, jour, intraday et équilibrage) qui sont les plus proches de la réalité physique.
- De se concerter suffisamment tôt avec la CREG s'il est question à l'avenir de mise en œuvre d'un DC loss factor sur certaines futures interconnexions belges et de façon plus générale d'informer la CREG des méthodes prévues pour la prise en compte des pertes DC sur ces interconnexions.

- En collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE, de continuer à suivre activement les discussions relatives aux pertes et d'en informer régulièrement la CREG.
- En collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE, d'étudier les influences de la mise en œuvre des DC loss factors et d'en informer la CREG.
- D'étudier la possibilité de découplage partiel entre les pays CWE comme amélioration possible des procédures de *fallback*.
- Conformément au paragraphe 75 de la présente décision, de publier, en coordination avec les autres gestionnaires de réseau de la région, mensuellement un rapport indiquant le bien-être socio économique créé par les enchères implicites en faisant distinction entre le surplus des consommateurs, le surplus des producteurs et les revenus d'enchères. La CREG demande également d'inclure dans ce rapport des comparaisons entre la situation réelle et une situation avec une capacité infinie sur les interconnexions entre les différents marchés journaliers.
- De remettre des rapports au sujet de la qualité de l'algorithme en collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE.
- De remettre des rapports au sujet de la reproductibilité de l'algorithme en collaboration avec les autres partenaires du projet de couplage de marché NWE.
- De faciliter la mise en œuvre de nouveaux types d'offres intelligentes et stimulant le marché pour l'algorithme de couplage de marché.
- D'informer la CREG de situations contraires au fonctionnement normal du marché.

- De fournir une réponse écrite aux conditions imposées dans les 30 jours qui suivent la décision finale.

////

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



Andreas TIREZ
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER
Présidente du Comité de direction