

L'intégration régionale des marchés de l'électricité de gros néerlandais, belge et français

*Synthèse commune des réponses données au document de consultation
préparée par la CRE, la CREG et DTe*

Table des matières de la synthèse commune

1 Commentaires généraux.....	3
2 Mécanismes d'enchères explicites de long et moyen terme	5
3 Evaluation du couplage des marchés en journalier (« day-ahead market coupling »)	11
4 Commerce transfrontalier infrajournalier.....	16
5 Commerce transfrontalier d'ajustement.....	23
6 Transparence des marchés	29
7 Pouvoir de marché et coopération entre régulateurs.....	32

1 Commentaires généraux

Tous les acteurs du marché accueillent favorablement cette initiative commune des régulateurs en faveur de l'intégration du marché énergétique de France, de Belgique et des Pays-Bas. Les acteurs du marché remercient les régulateurs de la possibilité qui leur est offerte d'exprimer leurs vues sur la poursuite de l'intégration des marchés de l'électricité de gros en France, en Belgique et aux Pays-Bas.

La mise en œuvre de mécanismes basés sur le marché visant à gérer la congestion transfrontalière est généralement considérée comme une étape importante vers l'intégration du marché et vers la promotion d'une allocation efficace de la capacité d'interconnexion. A cet égard, une conception appropriée des systèmes d'allocation de capacité est cruciale.

Or, une majorité des acteurs du marché s'accordent à dire que l'introduction de mécanismes améliorés basés sur le marché ne suffira pas si certaines conditions préalables importantes ne sont pas remplies, telles que :

- la quantité de capacité disponible sur le marché doit être sensiblement accrue ;
- des règles transparentes et vérifiables pour le calcul de valeurs de la capacité d'interconnexion disponible et un accès équitable aux informations pour tous les acteurs du marché ;
- la coordination (calendriers des enchères, modalités des produits mis aux enchères, etc.) entre les régulateurs nationaux et les gestionnaires de réseaux de transport ;
- une utilisation efficace et transparente des revenus des enchères conforme au Règlement n°1228/2003 de l'Union européenne. Des bénéfices non espérés (« windfall ») doivent être évités pour des activités régulées ;
- la réduction des positions dominantes des acteurs historiques ;
- la participation et la coopération des GRD allemands.

1.1 Statut du document

Les vues exprimées dans la présente synthèse commune sont basées sur les réponses des acteurs du marché au document de consultation sur l'intégration régionale des marchés de l'électricité de gros. Ledit document de consultation a été publié par la CRE, la CREG et DTe en juillet 2005.

Les contributions des acteurs du marché sont résumées dans le présent document¹ à des fins de facilité uniquement. La synthèse commune en elle-même ne constitue pas une décision légale de la part des participants à la consultation, ni de la part de la CRE, de la CREG et/ou DTe. De même, le résumé des réponses individuelles des acteurs du marché ne reflète pas forcément la position de la

¹ Pour des raisons de confidentialité, les auteurs de certains commentaires ont été repris sous un pseudonyme.

CRE, de la CREG et/ou DTe. Toutes les contributions publiques sont disponibles sur les sites² Internet respectifs des régulateurs.

² Voir www.creg.be , www.cre.fr et www.dte.nl .

2 Mécanismes d'enchères explicites de long et moyen terme

2.1 Questions ouvertes à la consultation

Merci de distinguer, le cas échéant, votre réponse selon la frontière concernée (France-Belgique ou Belgique-Pays-Bas) :

1. Quelle est votre préférence pour le choix des échéances de temps auxquelles les produits d'enchères explicites doivent être proposés (annuel, trimestriel, mensuel, hebdomadaire et journalier) ?

La tendance et l'accent général sont au long terme (une compagnie), allant du pluriannuel (FEBELIEC-GABE-UNIDEN³, APX, EDF, ENERGIENED TRADE & SUPPLY) à l'annuel (tous) en passant par le trimestriel (ENDEX, APX, ELECTRABEL, ENERGIENED GENERATION, une société intégrée, ENERGIENED TRADE & SUPPLY, CENTRICA, un fournisseur d'énergie, IBERDROLA) et le mensuel (tous). Environ la moitié des répondants ne mentionne pas les ventes aux enchères explicites *day-ahead* (FEBELIEC-GABE-UNIDEN, deux sociétés intégrées, EDF, un fournisseur d'énergie, IBERDROLA, RWE TRADING). Quelques-uns s'y opposent toutefois (ENECO, ENERGIENED GENERATION).

2. La répartition des capacités disponibles entre les différentes échéances de temps peut être fondée sur les principes suivants :
 - a. un maximum de capacité est alloué sur le terme le plus long et la capacité résiduelle est allouée à des échéances plus courtes.
 - b. un ratio prédéfini (%) est choisi pour répartir les capacités entre les différentes échéances de temps.
 - c. une capacité minimale est réservée pour des horizons de temps spécifiquesLequel des trois principes mentionnés à la question 2 (ou un mélange des trois) vous paraît le plus adapté ?

Un quart de tous les répondants sont favorables à la solution « a » (FEBELIEC-GABE-UNIDEN, EDF, EFET et une société intégrée) et à « c » (APX, ELECTRABEL, ENERGIENED TRADE & SUPPLY, IBERDROLA) et l'autre moitié privilégie « b » (ENDEX, deux sociétés intégrées, ELECTRABEL, ENECO, ENERGIENED GENERATION, CENTRICA, un fournisseur d'énergie, STATKRAFT, RWE TRADING).

Les propositions pour « b » sont les suivantes : accent sur le plus long terme (ENDEX), partage en parts égales (un fournisseur d'énergie, RWE TRADING), 40% annuelle / 30% trimestrielle / 30% *day-ahead* (une société intégrée), un maximum en *day-ahead* (une société intégrée). Même avec un ratio

³ Les entreprises suivantes ont voulu souligner auprès des régulateurs leur soutien entier à la réponse de FEBELIEC-GABE : Prayon S.A., Borealis Polymers S.A., Degussa Antwerpen S.A. et Solvay S.A.

prédéfini, la plupart des répondants souhaite que les capacités restantes soient allouées ensuite sur les périodes plus courtes.

La plupart des acteurs qui ont répondu « c » insiste pour qu'une capacité minimale soit réservée pour le *day-ahead* implicite/DAMC (APX, ELECTRABEL, ENERGIENED TRADE & SUPPLY). Plusieurs acteurs qui ont répondu « b » partagent cette opinion et proposent un pourcentage (20-33%) réservé pour le DAMC (ENECO, ENERGIENED GENERATION, CENTRICA) plutôt qu'une valeur absolue de capacité.

3. Quelle méthode d'enchère (prix marginal, « pay as bid », enchère ascendante, etc.) préconisez-vous pour allouer les capacités de long et moyen terme et pourquoi ?

Pratiquement tous les répondants sont favorables à un mécanisme de fixation au prix marginal. Quelques répondants ont demandé le mécanisme « pay-as-bid » (STATKRAFT, FEBELIEC-GABE-UNIDEN), pour le long terme ou pour toutes les périodes de temps.

4. Pensez-vous qu'il soit nécessaire de limiter les capacités⁴ (à l'importation et/ou à l'exportation) qu'un acteur est en droit d'acquérir⁵ et si oui, quelle limite devrait être imposée aux différentes échéances de temps ?

La moitié des répondants (IBERDROLA, RWE TRADING, ENERGIENED TRADE & SUPPLY, CENTRICA, une compagnie, EDF, ENECO, une société intégrée, APX) s'inquiètent du fait que cette limitation va créer des inefficacités et gêner le marché secondaire. Ils sont dès lors opposés à toute forme de limitation.

Par contre, selon une minorité de répondants, la limitation est uniquement nécessaire pour des acteurs possédant un pouvoir de marché (VOEG, une société intégrée, VEMW), tandis qu'un quatrième (ELECTRABEL) souhaite aller plus loin et appliquer un « cap » de capacité, globalisé sur toutes les périodes, pour tous les acteurs (par référence aux frontières néerlandaises). Les pourcentages et valeurs cités sont (notamment) : 400 MW par acteur (STATKRAFT, un fournisseur d'énergie), 5% de la capacité totale par groupe de sociétés affiliées (FEBELIEC-GABE-UNIDEN). Certains considèrent la possibilité d'exclure les acteurs dominants qui fournissent plus de 10% sur le marché de destination (FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

5. Pensez-vous qu'il soit préférable d'allouer les capacités annuelles et/ou mensuelles en une seule fois ou en deux ou plusieurs sessions et, si oui, pourquoi ?

La majeure partie des participants est favorable à plusieurs sessions pour la capacité annuelle et à une session unique pour les capacités mensuelles (ELECTRABEL, EDF, ENECO, une société

⁴ Sur le marché électrique néerlandais, il existe aujourd'hui une capacité d'importation limitée à 400 MW par acteur de marché.

⁵ En gardant à l'esprit qu'un acteur de marché peut avoir plusieurs filiales.

intégrée, une compagnie, VOEG, IBERDROLA) si le volume de capacité est suffisamment important (APX, ENERGIENED TRADE & SUPPLY, une société intégrée, STATKRAFT).

6. Jugez-vous important, dans le but d'empêcher certains comportements stratégiques (rétention de capacité), de limiter *ex ante* les possibilités de nominer de l'énergie dans les deux directions ? Si oui, quelles propositions recommandez-vous ?

Pratiquement tous les répondants indiquent que cette limitation n'est pas nécessaire (STATKRAFT, IBERDROLA, RWE TRADING, une compagnie, VEMW) tant que le principe « Use-It-Or-Lose-It » et que le « netting » des nominations dans les deux directions seront d'application (ENERGIENED TRADE & SUPPLY, CENTRICA, VOEG, EFET, deux sociétés intégrées, EDF, ENECO, ENERGIENED GENERATION, APX). Selon la majorité des répondants, cela devrait libérer toute la capacité disponible pour les ventes aux enchères explicites « day-ahead » et pour le DAMC et résoudre dans une mesure suffisante la rétention stratégique de capacité (pour ce dernier point : CENTRICA, EDF, une société intégrée). Une partie des répondants est toutefois opposée aux nominations dans les deux directions (FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

7. De manière alternative, considérez-vous qu'une surveillance de marché *ex post* puisse être suffisante pour empêcher ce type de comportement anti-concurrentiel ?

La plupart des réponses sont positives (STATKRAFT, IBERDROLA, RWE TRADING, une compagnie, ELECTRABEL, EDF, ENECO), parfois accompagnées de la condition suivante : l'existence d'un pouvoir de marché devrait être clairement déterminée par des normes bien établies (VOEG et une société intégrée). Certaines réponses affirment que cette surveillance *ex post* est insuffisante et préfèrent un système qui ne laisse pas de place à ce type de comportement anticoncurrentiel (deux sociétés intégrées, FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

8. Jugez-vous important de créer un marché secondaire de capacités ? Si oui, quelle forme ces transferts de capacité devraient-ils prendre :
- des transferts libres réalisés dans le cadre d'un marché secondaire bilatéral avec une réconciliation finale par les GRT ?
 - des transferts organisés à travers une ré allocation centralisée réalisée par les GRT dans le cadre des enchères explicites suivantes ?

Pratiquement toutes les réponses sont favorables à un marché secondaire (VOEG, ENDEX,...).

D'aucuns affirment qu'il faudrait laisser le marché créer le marché secondaire (une compagnie et une société intégrée).

L'option « a » (STATKRAFT, RWE TRADING, CENTRICA, une compagnie, deux sociétés intégrées, ELECTRABEL, ENECO, ENERGIENED GENERATION) a été retenue trois fois plus souvent que l'option « b » (EFET, APX, ENERGIENED TRADE&SUPPLY). Cette dernière devrait, selon certains répondants (ENERGIENED TRADE&SUPPLY, APX), permettre que lorsque de la capacité acquise est restituée aux GRT, les revenus résultant de la vente aux enchères « day-ahead » de cette

capacité aillent au propriétaire initial de la capacité. Une minorité préfère un mélange des options : « b » ayant l'ascendant sur « a » (IBERDROLA, EDF).

9. Quel type d'engagement les GRT devraient-ils fournir par rapport aux capacités allouées et aux programmes nominés ?
- Ferme et définitif dans les deux cas (capacités allouées/programmes nominés), excepté en cas de « force majeure » ?⁶
 - Les réductions de capacité allouées et/ou de programmes nominés sont possibles mais dans un cadre bien défini à l'avance tant en matière de durée des réductions qu'en matière d'indemnisation, etc. ?⁷
 - Pas de fermeté?⁸
 - Un mélange des cas a, b et/ou c? Merci d'expliquer vos préférences.

Une vaste majorité des répondants considère la réponse « a » comme une exigence de base qui réduit les risques pour les détenteurs de capacité (STATKRAFT, IBERDROLA, RWE TRADING, un fournisseur d'énergie, une compagnie, trois sociétés intégrées, VOEG, ELECTRABEL, EDF, ENECO, ENERGIENED GENERATION). Les quelques réponses « b » mentionnent par exemple un remboursement au prix du marché (CENTRICA, EFET) ou préfèrent un mélange avec « a » (FEBELIEC-GABE-UNIDEN), de manière à avoir une capacité ferme garantie dans une situation normale, mais de la capacité interruptible en cas d'incident.

10. Dans les cas 9b et 9c, où une réduction des capacités allouées et/ou des programmes nominés est possible, quelle serait selon vous la règle de réduction optimale (principalement lorsque la réduction est annoncée après l'allocation de court terme) :
- Réduire en priorité les droits alloués à long terme ?
 - Réduire en priorité les droits alloués à court terme ?
 - Réduire de manière proportionnelle tous les produits sans distinguer les échéances de temps auxquelles ils ont été alloués ?

Puisque peu de réponses « b » et « c » ont été données à la question 9, la plupart des répondants donne une réponse théorique. La majorité des répondants opte pour la solution à court terme (b) (VOEG, trois sociétés intégrées, un fournisseur d'énergie, ELECTRABEL, ENERGIENED GENERATION, FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

11. Etes-vous favorables à ce que des produits de long et moyen terme soient assortis d'une obligation de nommer pendant toute la durée du droit ?

⁶ Il est supposé qu'à ce niveau de fermeté, le risque financier supporté par les acteurs de marché, en cas de réduction physique de la capacité, est censé être réduit au minimum.

⁷ Il est supposé qu'à ce niveau de fermeté, le risque financier, en cas de réduction physique de la capacité, est partagé entre GRT et acteurs de marché.

⁸ Il est supposé qu'à ce niveau de fermeté, le risque financier, en cas de réduction physique de la capacité, est entièrement supporté par les acteurs de marché.

Le sentiment général (STATKRAFT, IBERDROLA, RWE TRADING, CENTRICA, VOEG, une compagnie, un fournisseur d'énergie, trois sociétés intégrées, ELECTRABEL, EDF, ENECO, ENERGIENED GENERATION) au sujet de l'usage obligatoire est le suivant : non économique, non efficace, non optimal, entraîne des distorsions du marché, etc. Le caractère optionnel des produits revêt une grande importance pour la plupart des répondants (un fournisseur d'énergie, VOEG, une société intégrée, ELECTRABEL, ENERGIENED GENERATION), même si certains affirment que l'usage obligatoire limiterait le *gaming* et permettrait une utilisation complète de la capacité (FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

12. Dans quelle mesure pensez-vous qu'il soit important d'obliger les détenteurs de droits alloués à long et moyen terme de nommer fermement leurs droits suffisamment en avance de l'allocation journalière⁹, et pourquoi ?

Pour la plupart, c'est utile (un fournisseur d'énergie, une société intégrée, ENERGIENED GENERATION). Certains considèrent que c'est important : le délai pour les nominations devrait être d'un jour avant l'allocation quotidienne ou le plus tard possible (STATKRAFT, IBERDROLA, RWE TRADING, une compagnie, EFET, ELECTRABEL, ENECO, une société intégrée). Certains considèrent qu'une nomination trop précoce va introduire des inefficacités (CENTRICA). De même, le principe « Use-It-Or-Lose-It » (ou ses alternatives) est important pour fournir de la capacité additionnelle (à savoir toute la capacité non utilisée) à l'allocation quotidienne (une compagnie, trois sociétés intégrées, VOEG, EFET, ELECTRABEL, EDF, ENERGIENED GENERATION).

13. Dans l'hypothèse où une enchère explicite journalière serait mise en place, dans quelle mesure considérez-vous qu'une nomination ferme, auprès des GRT, et suffisamment avant les sessions infra journalières, des droits acquis au cours de cette enchère journalière, est susceptible de constituer un moyen réel d'empêcher des stratégies de rétention de capacité ?¹⁰

Pour beaucoup, cette question n'était pas claire. La tendance générale est qu'il faut procéder à la nomination day-ahead suivie du « netting ». La capacité alors disponible peut être utilisée pour l'infrajournalier. Cette séquence devrait être respectée, afin d'obtenir l'efficacité souhaitée (IBERDROLA, ELECTRABEL, deux sociétés intégrées, EDF, ENERGIENED GENERATION).

14. Quel degré d'harmonisation (dans les règles d'enchères, les horaires de fermeture des guichets, etc.) préconisez-vous pour l'organisation des enchères de long et moyen terme, ainsi que dans l'allocation journalière, sur les deux frontières ? Merci de spécifier les aspects nécessitant une harmonisation ?

⁹ De manière à appliquer le principe « use it or lose it ».

¹⁰ De manière alternative, sur le marché électrique néerlandais, les détenteurs de droits de capacité journaliers sont aujourd'hui tenus de programmer leurs importations dans le cadre de la bourse APX.

Les différents aspects peuvent être résumés comme suit : un bureau de vente aux enchères commun au niveau régional (ELECTRABEL, une compagnie et EDF), la synchronisation des horaires de fermeture des guichets (IBERDROLA, RWE TRADING, CENTRICA, ELECTRABEL, EDF, une société intégrée), des règles/procédures de ventes aux enchères (IBERDROLA, RWE TRADING, CENTRICA, EFET, une société intégrée), la durée (CENTRICA, EDF), la langue (EFET), les règles d'allocation (IBERDROLA, EFET, ENECO), les systèmes informatiques (RWE TRADING, EFET, EDF), les exigences légales (EFET, EDF), le crédit (IBERDROLA), etc. L'exemple des enchères organisées par TSO-Auction est cité à plusieurs reprises comme un bon exemple de la forme que devrait adopter le standard d'harmonisation (VOEG, une société intégrée, ENERGIENED GENERATION).

15. La détermination des capacités d'interconnexion pour les échéances annuelle et mensuelle n'est pas toujours coordonnée à travers les différentes frontières. Quelle importance accordez-vous à la mise en place d'une méthode de calcul plus coordonnée ?

Ce point revêt une importance critique pour tous. La coordination devrait être indépendante (deux sociétés intégrées, ENERGIENED GENERATION), aussi poussée que nécessaire pour maximiser la capacité d'interconnexion disponible (IBERDROLA), reposer sur un modèle mathématique du réseau (EDF, FEBELIEC-GABE-UNIDEN). Ces exigences impliquent un rôle central pour le GRT utilisant une méthode transparente (RWE TRADING, ELECTRABEL, une société intégrée, FEBELIEC-GABE-UNIDEN). L'intégration du réseau allemand est également considérée comme essentielle (FEBELIEC-GABE-UNIDEN).

L'avis des participants pourrait être résumé comme suit : un manque de coordination engendre un risque (au niveau de la capacité d'interconnexion disponible de manière ferme) et le risque entraîne des coûts (VOEG).

16. En ce qui concerne les questions ci-dessus (1 à 15), dans quelle mesure pensez-vous que vos réponses s'appliquent également aux autres frontières (les interconnexions France-Grande-Bretagne, France-Allemagne, Allemagne-Pays-Bas)?

La plupart des répondants estime que leurs réponses s'appliquent à toutes les frontières ou presque.

3 Evaluation du couplage des marchés en journalier (« day-ahead market coupling »)

3.1 Questions ouvertes à la consultation

17. Quelle méthode de gestion de la congestion préférez-vous voir mise en place pour gérer la congestion journalière aux interconnexions France-Belgique et Belgique-Pays-Bas :
- Un mécanisme de couplage des trois marchés organisés (DAMC), APX, BELPEX et POWERNEXT?
 - Un mécanisme d'enchères explicites journalières entre les trois GRT, TENNET, ELIA et RTE, ou
 - Un mélange des deux méthodes ci-dessus ? Merci de préciser.

Une majorité des acteurs du marché est favorable à un DAMC trilatéral (ELECTRABEL, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, UNIVERSITE DE LOUVAIN – UNIVERSITE PARIS XI, ENECO, deux sociétés intégrées, CENTRICA, ENERGYNED TRADE & WHOLESALE, ENERGYNED GENERATION, EFET et APX), puisqu'il s'agit en théorie du mécanisme le plus efficace. Certains acteurs du marché (STATKRAFT, ENERGYNED TRADE & WHOLESALE, une société intégrée et ENERGYNED GENERATION) expriment l'inquiétude selon laquelle toutes les conditions préalables à une introduction saine du mécanisme DAMC ne sont pas encore remplies (par exemple en raison de la position dominante des opérateurs historiques, du manque d'indépendance des GRT, du manque de coopération entre les GRT pour le calcul de la capacité disponible, du manque de transparence sur le marché) et que les avantages spécifiques du DAMC doivent encore être établis. Pour VOEG et une société intégrée, le DAMC devrait être géré directement par les GRT et non pas par les bourses d'électricité.

C'est pourquoi il n'existe pas de consensus clair entre les acteurs du marché pour l'allocation de la capacité day-ahead en ce qui concerne la nécessité de mettre en place des enchères explicites day-ahead coordonnées, du moins en tant que première étape (STATKRAFT, IBERDROLA, un fournisseur d'énergie et ENDEX) ou sur la possibilité de mettre directement en œuvre le DAMC.

EDF considère que les deux méthodes de gestion de la congestion (DAMC et enchères explicites) conviennent aussi bien l'une que l'autre sur une base day-ahead.

Enfin, RWE TRADING considère que l'allocation de la capacité transfrontalière en day-ahead devrait être gérée par le biais d'un système hybride, à savoir une combinaison d'enchères implicites et explicites.

18. Pourriez-vous donner votre opinion sur les avantages et inconvénients des méthodes de gestion mentionnées à la question 17, particulièrement en termes de flexibilité, simplicité,

atténuation des pouvoirs de marché, gestion des risques, coûts de mise en oeuvre de chaque méthode, « netting » des capacités, liquidité, etc.?

Vous trouverez ci-dessous un résumé des différents arguments avancés par les acteurs du marché pour justifier ou non la mise en oeuvre du DAMC. En général, les avantages du mécanisme DAMC sont les inconvénients du mécanisme d'enchères explicites day-ahead, et vice versa.

En termes d'efficacité :

- + Allocation efficace d'une capacité peu abondante ;
- + Permet le « netting » automatique (ELECTRABEL) ;
- Accroît le risque d'investissements transfrontaliers pour les GRT qu'ils répercutent sur les utilisateurs du réseau sous la forme de tarifs du réseau plus élevés (STATKRAFT) ;
- Les GRT risquent d'être plus conservateurs qu'auparavant lorsqu'ils décident quelle capacité est affectée au DAMC puisque tout risque de réduction de la capacité après les clôtures du marché day-ahead incombe aux GRT ;
- ± Seuls les GRT peuvent atteindre un couplage de marchés efficace. Tous les autres dépendants de la création du couplage par les acteurs par le biais d'une programmation préalable.

En termes de liquidité :

- + Augmenterait la liquidité sur les trois marchés (une société intégrée) ;
- + Devrait diminuer la volatilité du prix de référence day-ahead (UNIVERSITE DE LOUVAIN - UNIVERSITE DE PARIS XI) ;
- Nécessite des marchés liquides et fonctionnant correctement des deux côtés de l'interconnexion afin d'agir efficacement (ce qui n'est pas le cas actuellement) (IBERDROLA).

En termes de simplicité et de flexibilité :

- + Plus facile à gérer pour les acteurs du marché : les allocations et les nominations se font en une seule opération ;
- Un fournisseur d'énergie, EDF et une compagnie font remarquer la complexité de l'algorithme de calcul (la gestion commune de blocs et d'heures uniques semble déjà complexe avec une bourse d'électricité unique) ;
- Au final, la flexibilité va diminuer pour les acteurs du marché, tout en se fiant davantage à une solution basée sur un algorithme (un fournisseur d'énergie) ;
- Frais de transaction éventuellement plus élevés qu'avec un échange OTC (commission de bourse d'électricité par rapport à commission de courtier). Il peut également créer un écart artificiel entre marchés (égal à la somme des commissions de bourse d'électricité) (STATKRAFT, EFET, EDF et une compagnie).

En termes d'atténuation des pouvoirs de marché :

- + Réduit la manipulation du marché (ELECTRABEL, une société intégrée) ;

- + Augmente la transparence du marché (une société intégrée) ;
- Des limitations telles qu'un « cap » de volume ne seraient plus possibles (ELECTRABEL) ;

En termes de coûts de mise en œuvre :

- Aucune expérience au niveau de la mise en œuvre de ce système (IBERDROLA) qui n'existe qu'en théorie (une compagnie) ;
- Difficulté d'extension à d'autres périodes de temps (EDF) ;
- Le couplage de marchés ne devrait pas créer de nouveaux droits de monopole. Une réglementation serait nécessaire (une compagnie et EFET).

En termes de gestion des risques :

- + Réduit le risque financier de ne plus acheter de précieux droits de capacité (CENTRICA) ;
- Un couplage de marchés sans droits financiers ne peut pas garantir une bonne couverture pour le marché (STATKRAFT, EDF et une compagnie).

19. Dans le cas d'une mise en œuvre du DAMC, quelle est selon vous la capacité d'interconnexion qui devrait être allouée à ce mécanisme :

- a. La capacité résiduelle, potentiellement très volatile, (i.e. la capacité restant disponible après les allocations explicites de long et moyen terme et la remise en jeu par les acteurs des capacités non utilisées, conformément à l'article 6.4 du règlement européen) ?
- b. Une capacité minimale fixe préalablement déterminée ? Dans ce cas, laquelle ?
- c. La capacité résiduelle plus une capacité minimale fixe préalablement déterminée ?
- d. Toute la capacité ?

STATKRAFT, trois sociétés intégrées, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, EDF, VOEG, une compagnie et IBERDROLA préfèrent que seule la capacité résiduelle (plus la capacité à long terme non utilisée, la capacité additionnelle libérée après le « netting » du LT et de meilleures prévisions plus proche de l'heure de livraison et la capacité potentielle pouvant finalement être libérée par les GRT) soit allouée au DAMC (solution a). IBERDROLA précise que, dans le cas où un DAMC est mis en place, il devrait être complété par une vente aux enchères day-ahead.

RWE TRADING préfère qu'une capacité additionnelle préalablement déterminée (solution c) soit allouée, mais alors au système hybride (combinaison de ventes aux enchères implicites et explicites).

Pour ELECTRABEL, CENTRICA et ENECO, une capacité additionnelle préalablement déterminée devrait être allouée au DAMC (solution c) :

- 1/3 à 1/4 de la capacité totale pour ELECTRABEL,
- 1/3 de la capacité totale pour CENTRICA,
- 20% de la capacité totale pour ENECO.

ENDEX estime que la quantité de capacité transfrontalière day-ahead disponible devrait être limitée proportionnellement à la quantité de capacité transfrontalière disponible à long terme. Enfin, EFET considère que, suite à la première introduction de Belpex, une proportion fixe de la capacité journalière devrait être réservée pour le fonctionnement du mécanisme de ventes aux enchères implicites. Une fois établie, EFET prône cependant le passage à l'allocation de 100% de la capacité commerciale disponible anticipée des années ou des mois à l'avance.

20. Pensez-vous que le lancement d'une bourse d'échange belge pourrait être réalisé sans la mise en place simultanée du mécanisme de couplage DAMC?

Même s'ils reconnaissent que la liquidité serait très limitée, STATKRAFT, IBERDOLA, ENECO ENERGY, un fournisseur d'énergie, ENERGYNED GENERATION, une société intégrée, VOEG et RWE TRADING pensent que la bourse d'échange belge pourrait être lancée dans un premier temps sans la mise en place du DAMC.

ELECTRABEL, une compagnie et CENTRICA sont convaincus que la mise en place du DAMC facilitera le développement de BELPEX comme marché d'échange présentant une certaine liquidité.

Une société intégrée, FEBELIEC-GABE-UNIDEN et EDF pensent qu'il n'y a pas suffisamment d'acteurs possédant un portefeuille flexible en Belgique pour garantir la réussite de BELPEX sans offres transfrontalières et estiment, par conséquent, que le DAMC est nécessaire pour le projet BELPEX.

21. Quels aspects d'harmonisation entre les bourses existantes considérez-vous comme importants pour la mise en œuvre du mécanisme DAMC (définition et traitement des blocs, prix de règlement, horaires des « clearing », etc.) ? Pour chacun de ces points, pourriez-vous préciser vers quoi tend votre préférence ?¹¹

Pour tous les acteurs du marché, l'harmonisation des plates-formes de trading (produits standardisés, système de soumission d'offres, « clearing » des marchés) est une étape logique et importante à la mise en œuvre du DAMC.

Pour ELECTRABEL, une société intégrée et ENECO, il devrait idéalement y avoir une bourse unique ou du moins un système d'offre unique pour les trois marchés. ELECTRABEL précise que cela faciliterait les offres pour les acteurs, spécialement pour les nouveaux venus, et réduirait la durée de l'algorithme de « clearing » quotidien. Par ailleurs, une société intégrée estime que cela réduirait les coûts opérationnels et minimiserait les risques.

¹¹ En prenant en compte également que l'harmonisation avec la bourse Nordpool sera nécessaire du fait de la mise en œuvre du DAMC sur le câble NorNed.

Pour ENERGYNED GENERATION, le meilleur exemple est NordPool. Pour VOEG et une société intégrée, la restructuration du mécanisme d'équilibrage en un véritable marché d'équilibrage avec des signaux tarifaires basés sur la situation économique réelle du marché est un prérequis essentiel.

Pour FEBELIEC-GABE-UNIDEN, le coût sur la bourse d'échange est souvent incompatible avec une utilisation occasionnelle pour quelques MW. Si des capacités transfrontalières journalières sont allouées au couplage de marchés, FEBELIEC-GABE-UNIDEN demande un accès pour les « petits utilisateurs » avec un prix de souscription annuel très faible qui permettrait un nombre limité d'heures pour des transactions de quelques dizaines de MW (par exemple : 1000 heures, 100 MW).

RWE TRADING et une compagnie préconisent de fixer le « clearing » du DAMC avant l'EEX et propose de le fixer à 11 heures (GMT +1) (même heure de « clearing » que sur Powernext). RWE TRADING demande également que l'horaire pour les nominations auprès des gestionnaires de réseau (TENNET, ELIA et RTE) soit étendu et préfère au plus tôt 13 heures pour tous les pays. Enfin, RWE TRADING demande l'harmonisation des produits (blocs) et de leur définition. En ce qui concerne les produits, RWE TRADING préfère ceux qui ont été mis en œuvre avec fruit sur EEX.

Pour une compagnie, il est extrêmement important que le DAMC permette le trading de produits en heures creuses (de 1h à 8h et de 21h à 24h – compris), qui n'est pour l'heure que partiellement disponible sur POWERNEXT (de 1h à 8h et de 21h à 24h, les produits ne sont pas regroupés) et pas sur APX.

En ce qui concerne les blocs, ELECRABEL, ENERGYNED GENERATION et une société intégrée préfèrent des blocs flexibles (comme sur APX) à des blocs standardisés (sur POWERNEXT). De même, pour une société intégrée, l'introduction de blocs plus élaborés, tels que des offres conditionnelles, constituerait un outil utile pour les producteurs qui souhaitent laisser les bourses agir partiellement comme leurs *dispatchers* de production.

Pour EDF et une société intégrée, outre l'harmonisation des horaires et de la définition des produits, l'environnement contractuel, les systèmes informatiques (un site Internet unique pour gérer trois bourses day-ahead serait préférable) et les coûts de participation aux bourses devraient également être harmonisés entre les différentes bourses.

4 Commerce transfrontalier intrajournalier

4.1 Questions ouvertes à la consultation

22. Etes-vous favorables à la mise en place d'un commerce transfrontalier infra journalier et si oui, pourquoi :
- Pour réviser les programmes journaliers en cas de défaillance physique (arrêt d'une unité de production par exemple) ?
 - Pour réaliser de nouveaux arbitrages de prix ?
 - Pour ces deux raisons ?
 - Pour d'autres raisons ?

Tous les acteurs du marché soutiennent fortement la création d'un commerce transfrontalier intrajournalier dans les pays du Benelux, même si, pour CENTRICA, il s'agit d'une priorité secondaire. Pour STATKRAFT, l'allocation la plus efficace de la capacité d'interconnexion peut uniquement avoir lieu si le trading intrajournalier et d'équilibrage est possible dans le cadre du mécanisme d'allocation.

A l'exception de FEBELIEC-GABE-UNIDEN qui préfère la solution a), tous les acteurs du marché estiment que le commerce transfrontalier intrajournalier devrait être mis en place pour ces deux raisons (solution c)), à l'instar du commerce intrajournalier au sein d'une zone d'un GRT. ELECTRABEL estime que la défaillance physique n'est pas la seule raison justifiant le commerce intrajournalier puisque des phénomènes tels que des hausses de température, un temps nuageux soudain, des précipitations permettant une production hydroélectrique plus importante, des grèves (consommation ou production), des problèmes liés notamment à l'approvisionnement en gaz, etc. peuvent rendre le commerce intrajournalier nécessaire. STATKRAFT ajoute que le commerce intrajournalier devrait faire partie intégrante du marché électrique libéralisé puisqu'il offre les mêmes avantages que le commerce de gros en général. IBERDROLA estime que ce commerce transfrontalier intrajournalier est une condition préalable à la participation au marché d'équilibrage.

23. Pensez-vous que le commerce transfrontalier infra journalier devrait être limité à une des finalités mentionnées ci-dessus ? Si oui, laquelle et pourquoi ?

Pour tous les acteurs du marché, le commerce transfrontalier intrajournalier ne devrait pas être limité à une finalité en particulier. EDF estime qu'il est essentiel qu'un acteur puisse ajuster sa position physique et optimiser toute capacité de réserve disponible sur une base intrajournalière. ELECTRABEL, un fournisseur d'énergie et CENTRICA ajoutent qu'il est pratiquement impossible de dissocier les finalités et qu'en outre, en raison des prix élevés des déséquilibres, les acteurs seront toujours stimulés à soumettre un programme day-ahead équilibré, et adapteront uniquement leur position en intrajournalier si c'est réellement nécessaire (par ex. pour réduire les coûts des déséquilibres).

24. Dans le cas où vous êtes favorables au développement du commerce transfrontalier infra journalier, quels obstacles de marché et/ou obstacles réglementaires vous semble-t-il nécessaire d'éliminer avant que de tels échanges puissent être réalisés ? Merci de préciser.

Pour VOEG et une société intégrée, la restructuration des marchés d'équilibrage est la principale inquiétude, au même titre que les marchés spot gérés par les GRT (une société intégrée), les conditions UIOLI des contrats de transport (une société intégrée), la coordination entre les GRT (VOEG) et la possibilité de demander aux GRT d'agir pour les propriétaires de capacité d'interconnexion dans la capture d'arbitrages de prix intrajournaliers (VOEG).

Pour EFET, bien que les allocations françaises de capacité intrajournalière ne soient pas basées sur le marché à ce stade, le simple fait qu'elles existent démontre qu'il est possible de développer une activité de commerce intrajournalier transfrontalier qui fonctionne sur une base objective et raisonnablement transparente. C'est pourquoi EFET exhorte ELIA et TENNET à collaborer étroitement avec RTE afin de mettre en place des solutions compatibles à leurs frontières, dans le but de créer une utilisation commune de sources flexibles.

Pour ENECO, les réglementations devraient changer afin de permettre le commerce intrajournalier. Les GRT devraient pour ce faire accepter et faciliter les programmes intrajournaliers.

Pour STATKRAFT, il s'agit principalement d'une question de coopération entre les GRT.

En général (ELECTRABEL, EDF, IBERDROLA et une compagnie), l'harmonisation des horaires de fermeture des guichets intrajournaliers est très importante. IBERDROLA ajoute que les GRT devraient accepter des positions transfrontalières temporairement déséquilibrées (jusqu'au dernier guichet intrajournalier disponible). Pour RWE TRADING, un marché intrajournalier transfrontalier et liquide nécessiterait que l'on autorise les acteurs du marché à procéder à de nouvelles nominations dans la plage horaire intrajournalière.

Pour ELECTRABEL, puisque le commerce intrajournalier a lieu à proximité de l'heure de livraison, un système de traitement *straight-through* efficace devrait être mis en œuvre (principe d'allocation implicite). Idéalement, toutes les transactions intrajournalières pour les acteurs du marché devraient donc se faire dans le cadre d'un système commun unique, tandis que les GRT obtiendraient leurs informations de nomination directement de ce système plutôt que de les recevoir des participants. Cette solution réduirait les éventuels erreurs au niveau des nominations, les retards dans les mises à jour des capacités et améliorerait le « netting » des flux. Une compagnie plaide en faveur d'une réglementation transfrontalière intrajournalière cohérente dans les trois pays, qui pourrait s'inspirer des règles françaises ou allemandes actuelles.

Pour ELECTRABEL et EDF, les horaires des nominations et les systèmes informatiques devraient être compatibles dans tous les pays.

Pour EDF, des règles communes devraient s'appliquer aux trois pays :

- En France, les durées des préavis des échanges transfrontaliers devraient être harmonisées à une heure (NEB).
- Accès frontalier sur une base infrajournalière : cette option n'est actuellement pas disponible aux frontières belges ou néerlandaises.

Pour une société intégrée, les obstacles réglementaires suivants doivent être supprimés afin de mettre en œuvre le commerce transfrontalier infrajournalier. Pour une autre société intégrée, débiter le commerce transfrontalier infrajournalier par une vente aux enchères implicite qui retiendrait une capacité minimale de 50-100 MW pourrait constituer une bonne première étape.

Pour une autre société intégrée et ENERGYNED GENERATION, certaines commissions appliquées par les GRT devraient être abolies ou harmonisées. La limite de 400 MW appliquée par DTe aux Pays-Bas devrait être abolie. La capacité résiduelle devrait être rendue disponible au marché sans la moindre limite.

25. Jugez-vous utile de réserver un volume de capacité minimale pour les mécanismes d'allocation infra journaliers, ou pensez-vous que la capacité non allouée et/ou non utilisée après l'allocation journalière soit suffisante ?

Pour STATKRAFT, un volume de capacité devrait être réservé pour l'allocation transfrontalière infrajournalière. Une société intégrée, CENTRICA, ENERGYNED TRADE et ENECO sont du même avis même si elles s'accordent à dire que, d'une manière générale, la capacité réservée devrait être marginale.

Par ailleurs, deux sociétés intégrées, ENERGYNED GENERATION, ENDEX, IBERDROLA, ELECTRABEL, EDF, un fournisseur d'énergie, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, VOEG, une compagnie et RWE TRADING estiment qu'une capacité réservée pour l'infrajournalier n'est pas nécessaire et que seule la capacité restante, résultant de la compensation des sessions précédentes, plus toute la capacité additionnelle détectée, devrait être allouée pour cette période de temps.

26. Jugez-vous utile de limiter *ex ante* les possibilités de nomination d'échanges transfrontaliers infra journaliers de manière à empêcher des comportements potentiellement inefficaces tels que :

- a. Un acteur de marché qui nominerait de l'énergie dans le sens opposé aux nominations journalières afin de faire de la rétention de capacité ou,
- b. Un acteur de marché qui déplacerait ses écarts dans le marché voisin afin de profiter des différences d'organisation entre les différents marchés d'ajustement,
- c. D'autres types de comportements anti-concurrentiels

Si oui, quelles propositions recommanderiez-vous ?

Tous les acteurs de marché jugent qu'il n'est pas utile de limiter *ex ante* les possibilités de nomination sur le marché intrajournalier. Une seule société intégrée estime qu'il convient de préférer l'évitement pur et simple des possibilités d'abus à la surveillance *ex post* du marché.

Pour IBERDROLA, un mécanisme de vente aux enchères conçu comme il se doit devrait rendre la rétention de capacité non attrayante en raison du prix à payer pour la capacité. Il en va de même pour le déplacement des écarts si les prix des déséquilibres sont fixés par un mécanisme de marché sur tous les marchés.

Pour RWE TRADING, une compagnie et ELECTRABEL, il ne devrait pas y avoir de limitations, puisque les comportements inefficaces seraient rares étant donné les faibles volumes échangés en intrajournalier.

EDF ajoute que les conditions d'activité peuvent avoir considérablement changé entre les horizons day-ahead et intrajournaliers de telle sorte qu'il peut être utile d'avoir la possibilité d'ajuster efficacement ses positions en temps réel.

Une compagnie estime qu'il est impossible de prévoir les prix des déséquilibres et que la plupart des acteurs du marché préféreront éviter toute tentative d'arbitrage entre différents marchés d'ajustement par le biais de déséquilibres.

Une société intégrée ajoute que le risque de déplacement d'écarts entre marchés ne devrait pas être considéré comme un comportement inefficace du marché, mais comme un exemple de marché efficace. En outre, une société intégrée ajoute que ce phénomène est limité à la capacité disponible et par le coût de la capacité de transport.

Pour ELECTRABEL et EDF, les conceptions de marché d'ajustement diffèrent légèrement d'un pays à l'autre, mais le commerce intrajournalier entraînera directement une harmonisation de ces régimes d'équilibrage et partant, des signaux tarifaires plus optimaux.

Pour RWE TRADING, toutes les méthodes d'ajustement des GRT visent à compenser les déséquilibres du réseau. S'il y a une chance d'arbitrage au niveau de la méthode d'équilibrage du réseau dans un pays, il est possible pour chaque acteur de ce marché de faire cet arbitrage. Utiliser un marché voisin n'aurait aucun sens (le prix du marché dans le pays voisin plus les frais de capacité sont proches du prix du marché).

27. De manière alternative, considérez-vous qu'une surveillance de marché *ex post* pourrait être suffisante pour empêcher ce type de comportement ?

Tous les acteurs du marché, à l'exception d'une société intégrée, estiment qu'une surveillance du marché *ex post* devrait suffire. EDF ajoute que des règles complexes en amont afin de faire face à des situations très rares pourraient freiner le développement de l'activité intrajournalière.

Une société intégrée estime qu'afin d'optimiser davantage la réglementation, des données sur le marché devraient être accessibles à tous les acteurs du marché et pas uniquement au régulateur. En outre, des nominations dans un sens pour le commerce transfrontalier infrajournalier dans la même heure devraient être introduites aux trois frontières.

28. Trouvez-vous pertinent que les capacités allouées dans le cadre infra journalier (donc proche du temps réel) correspondent à des obligations (plutôt que des options) à nommer/utiliser l'énergie correspondante, et si oui, pourquoi ?

STATKRAFT, une société intégrée, ELECTRABEL, ENECO, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, ENERGYNED GENERATION et VOEG estiment que des obligations devraient être préférées, notamment afin d'éviter tout accaparement potentiel de capacité. ELECTRABEL et une société intégrée trouvent que les horaires infrajournaliers sont tellement serrés que l'usage optionnel n'est plus possible, ce qui signifie que les risques résultant de ces obligations sont limités dans le chef des acteurs de marché. ELECTRABEL ajoute que la capacité devrait être vue comme une obligation, combinée en une transaction avec le commerce d'électricité (principe d'allocation implicite). Pour une société intégrée, un système d'obligations devrait également être préféré pour des raisons de stabilité du système et d'utilisation efficace de la capacité infrajournalière. Pour IBERDROLA, le système d'obligations devrait uniquement être mis en œuvre si la capacité infrajournalière est allouée par le biais d'un mécanisme non basé sur le marché.

Par contre, EDF, une compagnie et RWE TRADING estiment que ces obligations seraient contre-productives et décourageraient les acteurs de marché à pénétrer sur le marché infrajournalier. CENTRICA pense que le système d'options avec application du principe « use it or lose it » pourrait être maintenu si des fermetures de guichet supplémentaires étaient proposées. Enfin, une société intégrée pense que ce n'est pas pertinent pour autant que des améliorations essentielles soient obtenues.

29. De quelle manière pensez-vous que le commerce transfrontalier infra journalier devrait être organisé :
- a. En permettant aux acteurs de marché de réaliser des échanges infra journaliers dans la limite des capacités acquises lors de l'enchère journalière (dans l'hypothèse où une enchère explicite est mise en place pour cette échéance de temps) ? Ou,
 - b. En mettant en place une méthode d'allocation spécifique de la capacité infra journalière dans laquelle les acteurs de marché auraient la possibilité d'obtenir de la capacité non encore allouée et/ou non encore utilisée lors des allocations précédentes ?
 - c. A travers une combinaison des deux méthodes proposées ci-dessus ?

Pour STATKRAFT, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, ENERGYNED GENERATION, ENECO, EDF, une société intégrée, ELECTRABEL, EFET, une compagnie et RWE TRADING, le commerce transfrontalier infrajournalier devrait être organisé par le biais d'une méthode d'allocation spécifique de

la capacité (solution b). ELECTRABEL ajoute que la solution a) pourrait entraîner la rétention de capacité puisque les options de capacité non utilisée ne seraient pas réallouées aux acteurs de marché leur attribuant une valeur plus élevée. En outre, ELECTRABEL et EDF estiment qu'une capacité infrajournalière additionnelle peut être libérée avec des prévisions plus précises plus proches du temps réel, ce qui nécessiterait une allocation spécifique.

IBERDROLA, deux sociétés intégrées et VOEG préfèrent la solution c), c'est-à-dire une combinaison des solutions a) et b) afin de permettre aux acteurs du marché de modifier tous les types de contrats de capacité jusqu'à la dernière fermeture de guichet intrajournalier et afin d'avoir un maximum de flexibilité.

Enfin, pour un fournisseur d'énergie, la solution a) serait la plus transparente et éviterait les complexités liées à des méthodes d'allocation centralisées. A cet effet, le commerce secondaire de capacités journalières devrait également être autorisé afin qu'un acteur ne possédant pas de capacité journalière ait également accès à cette option.

30. Dans le cas où une méthode d'allocation spécifique de la capacité infra journalière serait mise en place, quelle méthode d'allocation pensez-vous être la plus appropriée pour organiser ce commerce infra journalier (compte tenu de la possibilité de concentrer ces échanges en un seul guichet ou de manière continue) :
- a. Une procédure de couplage des marchés étendue à l'horizon infra journalier ?¹²
 - b. Un mécanisme d'enchère explicite ?
 - c. Un mécanisme de prorata gratuit, dans lequel les acteurs de marché demandeurs obtiendraient de la capacité infra journalière proportionnellement à leur demande
 - d. Un mécanisme de prorata « marchand » avec un prix d'accès basé sur :
 - i. Le différentiel de prix journaliers (dans le cas où un mécanisme DAMC est mis en place en journalier) ou,
 - ii. Le prix de la capacité journalière (dans le cas où c'est un mécanisme d'enchère explicite qui est mis en place en journalier) ?
 - e. Un mécanisme « premier arrivé premier servi » gratuit ?
 - f. Une autre méthode ?

Pour VOEG et une société intégrée, si des détenteurs de capacité peuvent mandater les GRT pour optimiser l'usage, il n'y aura qu'un besoin limité en allocation transfrontalière infrajournalière spécifique. STATKRAFT et IBERDROLA soutiennent un mécanisme d'enchère explicite. ENDEX considère qu'il faut étudier plus en détail la méthode la plus efficace d'allocation de la capacité infrajournalière, mais soutiennent également un mécanisme d'enchère explicite comme point de départ. Une société intégrée souhaite ajouter qu'elle est en faveur d'un mécanisme basé sur le marché et plus précisément de la solution a).

Pour ENECO, les deux solutions, a et b, sont possibles, mais elle ajoute que la méthode « b »

¹² Cela nécessiterait de centraliser les échanges infra journaliers, ce qui n'est actuellement pas le cas.

nécessiterait de vendre aux enchères la capacité plusieurs heures avant l'heure du commerce.

RWE TRADING, ELECTRABEL, EDF, ENERGYNED TRADE, ENERGYNED GENERATION, EFET et IBERDROLA estiment que l'allocation implicite de la capacité transfrontalière infrajournalière de réserve par le biais d'une plate-forme continue, sur le modèle de la plate-forme Elbas, constituerait la méthode la plus efficace. ELECTRABEL et EDF ajoutent également que sur une base infrajournalière, il est trop complexe et trop coûteux d'organiser successivement des mécanismes implicites ou explicites (à savoir de la solution b) à d)) (toutes les heures, toutes les deux heures ?) avec un « clearing » non liquide.

RWE TRADING ajoute qu'une allocation gratuite, que ce soit sur une base « premier arrivé – premier servi » ou « pro-rata », ne serait pas basée sur le marché et pourrait aisément être abusée par des acteurs de marché en vue de bloquer les principales parts de la capacité (infrajournalière) (comme le démontre son expérience avec la frontière Allemagne-Pologne et Allemagne-République tchèque). ELECTRABEL ajoute que même si la méthode e) n'est pas considérée comme étant basée sur le marché dans sa configuration actuelle, elle pourrait se révéler utile dans un modèle continu avec usage obligatoire, la capacité étant implicitement intégrée dans l'offre d'énergie comme sur le marché Elbas.

EDF ajoute qu'il ne serait pas approprié de rendre ces mécanismes administratifs marchands avec le prix day-ahead comme référence de prix infrajournalier. FEBELIEC-GABE-UNIDEN est le seul participant à dire qu'une procédure « premier arrivé-premier servi » marchande avec un prix d'accès basé sur le différentiel de prix spot day-ahead est préférable.

Enfin, une compagnie soutient ardemment le mécanisme de pro-rata gratuit, utilisée depuis plusieurs années par RTE, et estime que cette méthode d'allocation est loyale, transparente et non discriminatoire.

5 Commerce transfrontalier d'ajustement

5.1 Questions ouvertes à la consultation

31. Etes-vous favorables à la mise en place d'un commerce transfrontalier d'ajustement et si oui, pourquoi ?

En général, tous les acteurs de marché soutiennent ardemment les échanges transfrontaliers d'ajustement. Néanmoins, pour CENTRICA, il s'agit d'une priorité secondaire et pour VOEG et une société intégrée, ce commerce ne devrait pas être nécessaire ou souhaitable parce que l'acteur ferait mieux de céder le contrôle du transport aux GRT. Ces derniers prendraient alors en charge cette fonction pour lui.

Les avantages possibles sont les suivants : concurrence accrue et baisse de prix sur le marché d'ajustement et stabilité accrue du système du réseau UCTE. Pour STATKRAFT, l'allocation la plus efficace de la capacité d'interconnexion peut uniquement avoir lieu si le commerce intrajournalier et le commerce d'ajustement sont possibles dans le cadre du mécanisme d'allocation.

EDF estime que les échanges transfrontaliers devraient être rendus accessibles aux GRT à deux conditions :

- Ils ne devraient pas se faire au détriment d'échanges transfrontaliers commerciaux, qui doivent toujours avoir un accès prioritaire à la frontière,
- Ils devraient être rendus accessibles aux participants en même temps (principe de réciprocité).

En ce qui concerne ce dernier point, une compagnie ajoute qu'actuellement, seul le mécanisme d'ajustement français permet les échanges transfrontaliers d'ajustement parmi les trois pays et plus précisément uniquement avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Espagne et l'Allemagne.

32. De quelle manière pensez-vous que le commerce transfrontalier d'ajustement devrait être organisé :
- a. En permettant aux acteurs de marché de réaliser des échanges d'ajustement dans la limite des capacités acquises lors de l'enchère journalière ou infra journalière (dans l'hypothèse où des mécanismes d'enchère explicite sont mis en place à ces échéances de temps) ? Ou,
 - b. En laissant les GRT gérer entre eux les échanges d'ajustement dans la limite des capacités encore disponibles ?
 - c. Selon une autre méthode ?

STATKRAFT et IBERDROLA estiment qu'il est important de permettre la participation directe d'acteurs de marché sur les marchés d'ajustement voisins.

IBERDROLA trouve que la capacité commerciale acquise précédemment ne devrait pas être utilisée pour les échanges d'ajustement et cite les accords d'ajustement à l'interconnexion France-Espagne comme une référence possible pour d'autres marchés. Pour un fournisseur d'énergie, les échanges d'ajustement doivent être initiés par les GRT et être réalisés avec les détenteurs de capacité journalière ou avec des GRT voisins. Dans les deux cas, les droits de détenteurs de capacité journalière doivent être honorés. RWE TRADING pense qu'une plate-forme de commerce continu, sur le modèle de la plate-forme Elbas, pourrait être utilisée pour organiser ce commerce transfrontalier d'ajustement.

Par contre, si l'on prend en considération les conditions opérationnelles (accès à la capacité, nomination) dans une période de temps très courte, ELECTRABEL, une compagnie, ENECO, deux sociétés intégrées, FEBELIEC-GABE-UNIDEN, ENERGYNED GENERATION et EDF estiment qu'il est plus pertinent que les GRT gèrent la capacité transfrontalière à des fins d'ajustement. En effet, ELECTRABEL pense qu'il faudrait une séparation claire entre les marchés d'échange infrajournaliers du côté des initiatives des participants et les marchés d'ajustement, qui constituent une initiative distincte des GRT. Le marché d'échange transfrontalier infrajournalier devrait être prioritaire pour la capacité sur le marché d'ajustement puisque les participants (ARP, RE ou PV) sont toujours les mieux placés pour gérer eux-mêmes leurs déséquilibres à proximité de l'heure de fourniture. Les GRT pourraient placer des offres de l'étranger dans l'ordre de mérite comme RTE le fait actuellement pour la Suisse, l'Espagne et le Royaume-Uni, et y faire appel lorsqu'elles sont attrayantes et lorsque suffisamment de capacité transfrontalière reste disponible après le marché d'échange infrajournalier. Le mécanisme d'ajustement devrait fournir des signaux économiques basés sur le marché à tous les participants sur le coût de l'ajustement du système et être neutre en termes de revenus pour les GRT.

ENECO ajoute qu'en France, il est d'ores et déjà possible pour les acteurs étrangers de placer des offres sur le marché d'ajustement. Elle apprécierait et recommande fortement que DTE étudie les possibilités d'intégration des marchés d'ajustement. Cette étude devrait être réalisée en étroite coopération avec les autres régulateurs et avec les GRT.

33. Que pensez-vous des différences de « design » entre les différents marchés/mécanismes d'ajustement existants, et existe-t-il selon vous un besoin d'harmoniser ces « designs » ?
Merci de préciser.

Pour VOEG et une société intégrée, tout écart par rapport à un point de « clearing » unique est sous-optimal. Une société intégrée ajoute que si les trois améliorations essentielles sont réalisées (la restructuration des marchés d'ajustement, des marchés spot gérés par les GRT, et des conditions UIOLI dans les contrats de transport), l'incidence des différences de « design » des marchés devient relativement insignifiante.

Pour un fournisseur d'énergie, les marchés d'ajustement doivent être plus harmonisés et être rendus moins punitifs. Le système actuel, qui consiste à différencier les prix des déséquilibres longs et courts, est anticoncurrentiel puisqu'il désavantage les petits acteurs profitant moins de leur portefeuille.

Pour ENECO, les « designs » des marchés d'ajustement devraient être simplifiés et plus harmonisés, c'est-à-dire une harmonisation accrue entre différentes zones des GRT en termes de mécanisme de fixation des prix, d'échéances de temps, de règles et de coûts. ENECO ajoute que DTe et TenneT (et d'autres régulateurs/GRT) devraient étudier les conditions exactes en vue d'intégrer plus en profondeur les marchés d'ajustement.

IBERDROLA est favorable à une harmonisation maximale. A cet égard, les données communiquées par le marché d'ajustement néerlandais et la participation transfrontalière au marché d'ajustement français pourraient être un bon modèle. Enfin, une compagnie recommande l'harmonisation des échéances de temps et des méthodes de fixation des prix d'ajustement (qui devraient être basées sur le marché).

Pour RWE TRADING, le mécanisme néerlandais qui consiste à forcer les producteurs à donner une « option gratuite » aux gestionnaires de réseaux (les capacités non utilisées doivent obligatoirement être incorporées au mécanisme de réserve) n'est pas une solution basée sur le marché. RWE TRADING soutient toute méthode d'ajustement qui permet d'obtenir un prix équitable pour ces options. Du côté des vendeurs, RWE TRADING soutient les méthodes où tous les acteurs de marché présentant un approvisionnement/une production résiduel(le) bénéficient d'effets de portefeuille globaux. En outre, il ne devrait pas y avoir d'écarts de prix pour l'achat ou la vente depuis le système d'ajustement. Cet écart génère des bénéfices non espérés (windfall) pour les gestionnaires de réseaux. Dans cette optique, les mécanismes d'ajustement belge, néerlandais et français ne sont pas des solutions basées sur le marché pour les utilisateurs du système d'ajustement. Au contraire, le mécanisme d'ajustement allemand pratiqué chez E.ON, ENBW, VET et RWE (sans écart et avec récupération totale des effets de portefeuilles) donne lieu à une méthode fiable basée sur le marché.

Pour ELECTRABEL, les mécanismes d'ajustement existants doivent être harmonisés entre les pays afin de parvenir à un marché d'ajustement régional liquide et transparent. Les mécanismes d'ajustement à l'échelle nationale seront toujours moins efficaces parce que leur échelle est plus réduite. ELECTRABEL, à l'instar d'ENERGYNED GENERATION, préfère un mécanisme d'ajustement basé sur des prix marginaux. ELECTRABEL estime que le système d'ajustement néerlandais reflète relativement bien ce principe. En outre, ELECTRABEL est d'avis que le système d'ajustement néerlandais est plus neutre en termes de revenus pour les GRT que le système français et que les différents « caps » de prix prévus sur les offres de régulation de la proposition de mécanisme d'ajustement d'ELIA pour 2006 perturberaient le fonctionnement du marché. De même, ELECTRABEL estime qu'un point devrait être mis en exergue à cet égard. Les systèmes d'ajustement sont souvent utilisés dans deux buts : gestion de l'ajustement de la zone de contrôle et gestion de l'ajustement du programme. Il convient d'établir une distinction claire entre ces deux buts et la manière dont ils sont traités dans les prix de déséquilibre. Le prix de déséquilibre RTE reflète d'ores et déjà en partie cette

différence. Lorsque le système et le participant sont en position courte, le participant paie le coût moyen pondéré de l'équilibrage positif jusqu'à ce que $P = C$ (Production = Consommation, c'est-à-dire jusqu'à ce que la zone RTE soit équilibrée).

Pour EDF, les prix de déséquilibre dans les trois pays affichent des différences de niveau de prix qui s'expliquent par les différents « designs » des mécanismes d'ajustement. Par exemple :

- ELIA possède deux références de prix de déséquilibre en fonction de l'ampleur du déséquilibre. Les prix reposent principalement sur les prix APX, POWERNEXT ou sur des prix fixes,
- TENNET utilise parfois le même prix pour les prix de déséquilibre longs et courts, qui est en général le prix marginal,
- RTE utilise les prix POWERNEXT ou le prix moyen pondéré des offres soumises.

Pour EDF, le mécanisme d'ajustement français est un processus simple et transparent. Il tient également compte de la possibilité de traiter les ajustements transfrontaliers. Ce modèle pourrait être utilisé pour alimenter la réflexion sur le « design » d'un mécanisme d'ajustement européen.

Pour une société intégrée, le système d'ajustement belge semble reposer sur les prix APX néerlandais. Le système d'ajustement néerlandais est préféré au belge puisqu'il reflète mieux le marché. Il possède toutefois quelques défauts, notamment des aspects liés au règlement dans les deux directions et des produits relativement élevés pour les GRT provenant des enchères d'interconnexion. Par ailleurs, si l'on veut que le marché soit pleinement efficace, une harmonisation totale (règles d'enchères, heure de fermeture des guichets, etc.) est requise parce que l'harmonisation simplifie le système et réduit les risques opérationnels.

Enfin, FEBELIEC-GABE-UNIDEN affirme qu'il n'est pas nécessaire d'harmoniser les systèmes d'ajustement. En effet, l'ajustement est un service clé à l'ouverture du marché, il devrait être adapté aux spécificités de chaque pays. A cet égard, FEBELIEC-GABE-UNIDEN estime qu'une coopération entre GRT devrait suffire à élargir les possibilités de commerce.

34. Dans quelle mesure partagez-vous les craintes selon lesquelles les différences de « design » actuelles peuvent conduire à des stratégies d'arbitrage entre les marchés ? Le cas échéant, quelles mesures correctrices recommanderiez-vous ? Merci de préciser.

Pour FEBELIEC-GABE-UNIDEN, des mesures correctrices ne sont pas nécessaires si les ajustements sont menés par les GRT. Pour STATKRAFT, les acteurs responsables de programmes devraient toujours avoir une obligation de nommer un portefeuille équilibré. Toutefois, dans la mesure où l'électricité transfrontalière d'ajustement pourrait être meilleur marché à un moment donné que les sources locales, STATKRAFT estime qu'il est pertinent que les détenteurs de capacité d'interconnexion puissent émettre des offres dans les mécanismes d'ajustement.

Pour ELECTRABEL, trois sociétés intégrées, ENECO, ENERGYNED GENERATION, VOEG et EDF, l'arbitrage peut en effet avoir lieu mais ne devrait pas être considéré comme une menace mais plutôt comme un stimulant à l'harmonisation.

Pour RWE TRADING, en cas de différentiels de prix mineurs, les acteurs peuvent faire un peu d'arbitrage pour l'électricité d'ajustement. Cet arbitrage mineur va accroître la stabilité du système parce qu'il vise à stabiliser le système, notamment par la vente d'électricité en vue d'équilibrer le système lorsqu'il est sous-approvisionné et (dans un mécanisme d'ajustement basé sur le marché) les prix supérieurs au marché viennent soutenir la stabilité du système.

IBERDROLA estime que chaque offre sur les marchés d'ajustement devrait être soutenue par une position ferme (positions d'échange, actifs de production ou sites de consommation qualifiés) sur un des marchés interconnectés afin d'éviter les jeux entre les différents marchés d'ajustement.

35. Considérez-vous nécessaire d'éviter que de la capacité d'interconnexion soit réservée pour les besoins d'ajustement des GRT avant la fin de chacune des sessions infra journalières, au cours desquelles seuls les acteurs de marché sont censés pouvoir intervenir ?¹³

Tous les acteurs de marché estiment qu'il ne devrait pas y avoir de réservation à long et moyen terme pour l'électricité d'ajustement et de réserve. Des contrats commerciaux entre acteurs de marché devraient avoir la priorité sur les transactions d'ajustement. La capacité d'interconnexion disponible pour l'usage commercial ne devrait pas être ajustée en raison d'exigences d'ajustement. Seule la capacité restante devrait être utilisée pour les échanges transfrontaliers d'ajustement.

36. Pensez-vous qu'il soit opportun de réserver un volume de capacité d'interconnexion minimal pour le commerce d'ajustement ?

Tous les acteurs de marché considèrent qu'il n'est pas opportun de réserver un volume de capacité transfrontalière pour le mécanisme d'ajustement. Pour EDF, la réservation de capacité à des fins d'ajustement peut entraîner une capacité sous-utilisée si les GRT n'utilisent en fin de compte pas les ajustements transfrontaliers.

Les acteurs de marché considèrent que la capacité restante devrait être offerte en premier lieu aux acteurs du marché avant que le profil résiduel puisse être utilisé par les GRT si nécessaire. Pour une société intégrée et une compagnie, si les GRT souhaitent conserver la flexibilité de pouvoir réserver toute capacité à des fins d'ajustement, les GRT devraient payer le prix complet du marché afin d'éviter toute distorsion de celui-ci.

¹³ Considérant que les échanges infra journaliers commerciaux devraient avoir la priorité sur les échanges d'ajustement.

ELECTRABEL ajoute qu'une telle réservation serait interprétée comme de la rétention de capacité au profit des GRT : en retenant de la capacité du marché day-ahead, une scission du marché va se produire plus fréquemment, ce qui crée des avantages pour les GRT alors qu'en cas de scission, les flux d'interconnexion sont évalués au spread de prix entre les deux marchés. ELECTRABEL estime que des exceptions ne sont possibles que dans des situations spécifiques (par ex. si le GRT a contracté de l'énergie de réserve à l'étranger comme service auxiliaire). ELECTRABEL ajoute que de toute manière des marges de sécurité sont déjà prises sur la capacité transfrontalière, ce qui signifie que la capacité qui a été allouée au marché est toujours inférieure à la capacité réellement disponible.

6 Transparence des marchés

6.1 Questions ouvertes à la consultation

37. Selon vous, quels types d'information dans chacun des trois pays ne sont pas actuellement disponibles aux acteurs du marché et devraient l'être ? Merci d'indiquer :
- a. La dénomination précise des données dont vous souhaiteriez pouvoir disposer.
 - b. Eventuellement, le délai après le temps réel (ou avant pour les prévisions d'information) après lequel il est nécessaire que les données soient disponibles.
 - c. Eventuellement, les échéances de publication que vous souhaiteriez.
 - d. Eventuellement, la période couverte par les données.
 - e. Votre préférence en matière de diffusion de cette information (au public ou aux seules parties intéressées ?).
 - f. Le degré de priorité de ces informations.

La plupart des répondants plaident en faveur d'un degré élevé de transparence du marché. Diverses raisons sont avancées pour soutenir ce point de vue, notamment :

- Garantir l'égalité entre les participants
- Réduire les asymétries qui se sont historiquement développées au niveau des informations
- Créer un standard élevé de crédibilité pour le développement des prix du marché
- Renforcer la concurrence entre les acteurs du marché
- Améliorer les connaissances sur le marché
- Stimuler la confiance dans les prix du marché
- Soutenir le développement de marchés de gros efficaces et liquides

En outre, de nombreux répondants (STATKRAFT, EDF, ENECO, ENERGIENED TRADE & WHOLESALE, CENTRICA, une compagnie et une société intégrée) considèrent qu'il est très important d'harmoniser les règles de transparence entre les marchés européens (intégrés). En ce qui concerne le degré plus élevé de transparence du marché, quelques répondants soulignent qu'il ne faut pas perdre de vue la sensibilité commerciale et la confidentialité.

ENERGIENED GENERATION avance l'option selon laquelle les exigences de transparence dépendent du marché. Sur des marchés concurrentiels, la quantité d'informations disponibles devrait être inférieure. Sur des marchés quasi monopolistiques, pratiquement toutes les informations devraient être disponibles pour tous les acteurs du marché. VOEG oppose à cette communication des informations une charge administrative élevée et est d'avis que la communication ne devrait être imposée que dans les cas où l'on suppose une position dominante.

Les répondants ont tous des besoins différents en transparence. Cependant les besoins d'informations spécifiques les plus souvent cités sont les suivants :

- Prévisions au niveau des charges (STATKRAFT, IBERDROLA, ELECTRABEL, EDF, une compagnie et ENERGIENED GENERATION)
- Données de consommation en temps réel (IBERDROLA, ELECTRABEL, EDF, ENERGIENED GENERATION et une compagnie)
- Disponibilité de production/horaires de maintenance (STATKRAFT, IBERDROLA, ELECTRABEL, une société intégrée et une compagnie)

Outre ces informations spécifiques, de nombreux répondants soulignent la nécessité d'une transparence accrue en ce qui concerne les GRT. A cet égard, les besoins d'informations spécifiques suivants sont notamment cités :

- Disponibilité du réseau des GRT
- Informations liées aux contrats transfrontaliers avec d'autres GRT
- Flux transfrontaliers (réels)
- Données de production transfrontalières (transparence entre GRT)

En ce qui concerne le couplage de marchés, EFET plaide pour que les algorithmes de matching utilisés pour le couplage de marchés soient facilement compréhensibles et transparents.

38. Selon vous, sur la base de votre expérience sur les marchés néerlandais, belge, français et/ou sur d'autres marchés, quels exemples de transparence de marché pourraient servir de base à une future harmonisation ?

Même si certains répondants estiment qu'il n'y a pas (encore) d'avant-projet, le marché NordPool est le plus fréquemment cité comme bonne base de travail (STATKRAFT, ENECO, un fournisseur d'énergie, une société intégrée et FEBELIEC-GABE-UNIDEN). Par ailleurs, le marché néerlandais est mis en avant comme bon exemple par plusieurs répondants (ENDEX, VOEG, une société intégrée et ENERGIENED TRADE & WHOLESALE). Les niveaux de transparence de RTE et ELIA sont pointés comme une bonne base en ce qui concerne les données liées au réseau.

39. Les informations sur le marché actuellement disponibles ne sont pas toujours d'un accès facile ; différents formats sont utilisés et les informations sont publiées par des entités différentes telles que les GRT, les bourses d'électricité, les régulateurs ou autres.
- a. Pensez-vous que l'accès aux informations de marché doit être amélioré ? Si oui, quel devrait être, en la matière, le rôle respectif des GRT, bourses d'échanges, régulateurs et autres entités ?
 - b. Est-ce que les formats de données ont besoin d'être harmonisés entre les trois pays ? Si oui, quel est le meilleur exemple de format pour diffuser toutes ces informations ?
 - c. Est-ce que les définitions et interprétations des informations ont besoin d'être harmonisées ? Sinon, pourquoi ? Si oui :
 - i. Sur quels sujets ?

ii. Quel est le meilleur exemple qui pourrait servir de base pour l'harmonisation?

Pratiquement tous les répondants plaident pour l'harmonisation des formats. STATKRAFT estime qu'il est plus important de publier les informations que d'harmoniser les formats. Les fichiers Excel téléchargeables ont clairement la préférence au niveau du format. De même, ESS (format d'horaire d'ETSO) est cité comme éventuel format d'échange de données (ELECTRABEL, IBERDROLA). Une société intégrée et EDF partagent l'opinion selon laquelle les GRT et les régulateurs devraient veiller à utiliser des définitions identiques et à « parler la même langue ».

7 Pouvoir de marché et coopération entre régulateurs

7.1 Questions ouvertes à la consultation

40. Dans quelle mesure partagez-vous l'analyse ci-dessus concernant la relation entre l'intégration régionale des marchés et les abus (potentiels) de pouvoirs de marché (paragraphe 7.1) ?

Une société intégrée, IBERDROLA, VOEG et FEBELIEC-GABE-UNIDEN partagent explicitement l'analyse. Par ailleurs, RWE TRADING s'attend à un risque de manipulation du marché en Belgique et en France. Deux sociétés intégrées, VEMW et EFET soutiennent la nécessité de prendre des mesures réduisant le pouvoir de marché. Une société intégrée suggère de séparer les GRT et les producteurs et de séparer les bourses et les producteurs. Une autre société intégrée fait remarquer que les mesures ne devraient pas être trop contraignantes en termes de communication et d'autres exigences de conformité.

ELECTRABEL suggère que les régulateurs se concentrent sur la surveillance du marché *ex post* et sur le respect du droit de la concurrence, ainsi que sur la stimulation de la concurrence par le biais d'exigences de transparence *ex ante*. Une compagnie estime que les régulateurs doivent se concentrer sur des monopoles régulés tels que les GRT et les bourses.

EDF et ENECO ne sont pas d'accord avec l'analyse. D'autres acteurs du marché (ENDEX, ENERGIENED TRADE, ENERGIENED GENERATION, un fournisseur d'énergie, APX, UNIVERSITE DE LOUVAIN-UNIVERSITE PARIS XI) n'ont pas fourni de réponse spécifique à cette question.

41. Dans quelle mesure partagez-vous l'analyse ci-dessus concernant la coopération entre régulateurs des trois pays (paragraphe 7.2) ?

Tous les autres acteurs de marché sont d'accord avec l'analyse. IBERDROLA réclame un avis préalable des acteurs de marché. EDF demande des garanties de confidentialité des données commerciales. Une société intégrée estime que les GRT devraient faire preuve d'une coordination plus étroite et que les régulateurs doivent veiller à ce que les bourses d'électricité facturent des tarifs raisonnables et encouragent la concurrence. Une compagnie affirme que la régulation doit mettre l'accent sur des mesures incitant les GRT à stimuler la concurrence (par le biais d'un calcul plus efficace de la capacité transfrontalière et par l'optimisation du transport) plutôt que sur le gain de revenus de la gestion de la congestion. Une autre société intégrée estime que le manque de coordination parmi les régulateurs peut créer des exigences conflictuelles et entraîner des coûts de mise en conformité excessifs.

Plusieurs acteurs de marché (ENERGIENED TRADE, VEMW, un fournisseur d'énergie, UNIVERSITE DE LOUVAIN - UNIVERSITE DE PARIS XI) n'ont pas fourni de réponse spécifique à cette question.

42. De quelle façon pensez-vous que l'intégration des trois marchés est susceptible d'influencer le pouvoir de marché des acteurs actuellement dominants ?

IBERDROLA, RWE TRADING, trois sociétés intégrées, une compagnie, VOEG et EFET prévoient que l'intégration régionale des marchés ne va pas effectivement diluer le pouvoir de marché de producteurs dominants, limitant ainsi le potentiel de la concurrence transfrontalière. Une société intégrée ajoute que la dominance est souvent le résultat d'un pouvoir de marché local au sein d'une zone électriquement distincte et que la fixation localisée de prix va rendre ce phénomène plus transparent pour les acteurs de marché. ENECO estime que l'intégration régionale des marchés ne limite pas forcément le pouvoir de marché de producteurs dominants, mais va rendre le marché des utilisateurs finals plus concurrentiel. ELECTRABEL et EDF s'attendent à ce que l'intégration régionale des marchés dilue le pouvoir de marché des producteurs dominants.

Plusieurs acteurs de marché (ENDEX, ENERGIENED TRADE, ENERGIENED GENERATION, VEMW, CENTRICA, un fournisseur d'énergie et UNIVERSITE DE LOUVAIN - UNIVERSITE DE PARIS XI) n'ont pas fourni de réponse spécifique à cette question.

43. Dans quelle mesure êtes-vous d'accord sur le fait que l'atténuation des pouvoirs de marché des acteurs dominants devrait constituer un préalable à l'intégration régionale des marchés et/ou à la réussite du couplage des marchés (DAMC) et si oui,
- a. Pourquoi êtes-vous d'accord ?
 - b. Quelle type de mesure proposeriez-vous pour contrer ces pouvoirs de marché et pourquoi ?

IBERDROLA affirme que le manque de concurrence sur les marchés de gros nationaux ne peut pas être compensé par des enchères de capacité. IBERDROLA, VOEG et une société intégrée s'accordent à dire que la structure du marché (et le manque de transparence) entrave la concurrence.

RWE TRADING, ELECTRABEL, EDF, CENTRICA, une compagnie et ENECO prévoient que la surveillance du marché *ex post* sera suffisante et qu'aucune atténuation du pouvoir de marché *ex ante* n'est nécessaire. VOEG, EFET et une société intégrée s'accordent sur le fait que l'intégration des marchés devrait se faire indépendamment de la prévention des abus de pouvoir de marché puisqu'il s'agit d'un souci permanent. FEBELIEC-GABE-UNIDEN estime que l'intégration régionale des marchés sera possible à condition que les interconnexions soient mises à la disposition des consommateurs et pas des négociants en électricité.