

Synthèse de la consultation publique sur le 2nd rapport de la CRE sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques

Contexte

Le 18 juin dernier, la CRE a publié son second rapport sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques. Il brosse notamment l'état des lieux des mécanismes de gestion des interconnexions, pour chacune des échéances de temps auxquelles les capacités sont allouées.

L'un des objectifs de ce rapport était de faire le point sur les mécanismes cibles qui font désormais consensus en Europe, et de dresser une liste des questions importantes qu'il reste à résoudre afin d'atteindre ces cibles.

Cette liste de questions, regroupées par échéance de temps (long terme, journalier, infra-journalier, ajustement) a été directement soumise aux acteurs de marché :

- Une consultation publique a été lancée le 23 juin pour une durée de trois semaines ;
- Un « workshop » a été organisé dans les locaux de la CRE le 30 juin, permettant des échanges fructueux entre les services de la CRE et les experts techniques des acteurs présents sur les interconnexions.

Participation au workshop du 30 juin

36 personnes extérieures ont participé, représentant :

- 26 acteurs de marché :
 - o Acteurs internationaux, déjà présents sur les interconnexions françaises et au-delà : ATEL, CNR, Constellation, Danske Commodities, EDF, EDF Trading, Edison, EDP, EGL, Electrabel, EnBW Trading, Endesa, Enel Trade, EON Trading, EOS, Gas Natural, Gaselys, Gaz de France, Goldman Sachs, Iberdrola, RWE Supply and Trading, Total, Vattenfall, Verbund,
 - o Fournisseurs alternatifs français : Direct Energie, Free Energie ;
- RTE ;
- Powernext.

Participation à la consultation publique

15 réponses ont été reçues :

- 3 associations : BDEW (industries énergétiques allemandes), EFET (traders européens en énergie), Uniden (industries françaises utilisatrices d'énergie) ;
- 9 acteurs de marché utilisateurs des interconnexions : ATEL, Centrica, CNR, EDF, Electrabel, EnBW Trading, Iberdrola, RWE Supply and Trading, Vattenfall ;
- 1 bourse de l'électricité : BELPEX (Belgique) ;
- 1 particulier, qui souhaite voir émerger un « réseau européen unique ».
- 1 acteur anonyme

Commentaires généraux sur le rapport

En préambule les acteurs félicitent la CRE pour le travail fait dans le rapport, ils soulignent l'excellente qualité du rapport ainsi que de la conférence organisée le 30 Juin.

Pour EFET, il s'agit d'un « document de grande valeur pour le développement du marché et pour les agents qui y participent. Il serait d'ailleurs souhaitable qu'un tel document soit publié périodiquement en coopération entre les régulateurs des initiatives régionales pour pouvoir faire un vrai suivi du fonctionnement du marché et des interconnexions dans les régions respectives ».

Pour Electrabel, « la CRE se pose les bonnes questions et s'attaque aux thèmes difficiles tels que la fermeté des capacités ».

Synthèse des contributions relatives à la partie « Allocation des capacités de long terme »

- **Fermeté des capacités**

- **Comment évaluer le risque financier associé à une mutualisation des coûts de la fermeté des capacités ?**

Les acteurs rappellent qu'historiquement les revenus de congestions ont été supérieurs aux coûts qui auraient permis d'assurer la fermeté des produits de long terme ; les GRT disposent donc de recettes permettant de mettre en œuvre des actions afin de couvrir ce risque financier (Centrica, EDF, EFET, Electrabel, EnBW, Iberdrola, Vattenfall, un acteur).

De plus, les GRT disposent d'outils pour couvrir le risque associé à la fermeté des capacités (acquisition de capacité sur le marché secondaire en amont du J-1, rachat de capacité lors de l'enchère journalière, offres d'ajustement locales ou des GRT voisins) et d'une meilleure information (niveau de prix, flux physiques, données de consommation et de production...).

Enfin, les acteurs préconisent une indemnisation au différentiel de prix sans plafonnement en cas de réductions. Seule l'Uniden s'oppose au principe d'une indemnisation basée sur le différentiel de prix qui reviendrait à transférer le risque marché de l'acteur vers le GRT et donc vers les consommateurs finaux.

- **Comment inciter les GRT à réaliser le bon arbitrage entre niveau des capacités et coût de la fermeté ?**

Tout d'abord, les acteurs précisent qu'afin de prendre les décisions les plus efficaces, les GRT doivent faire face aux signaux de prix réels lorsqu'ils décident des réductions de capacités, d'où leur demande d'indemnisation au différentiel de prix. D'après un acteur, un produit plus performant sera aussi mieux valorisé par les acteurs.

D'après EFET, Electrabel, EnBW, Iberdrola, il faut mettre en place un mécanisme qui incite financièrement les GRTs à maximiser la capacité à vendre aux enchères annuelles (et mensuelles) et qui pénalise la mauvaise gestion des interconnexions. Si le risque financier supporté par les GRT pour assurer la fermeté est totalement couvert, les GRT seront incités à augmenter leurs profits en optimisant la gestion des interconnexions en utilisant les outils à leur disposition décrits dans le rapport de la CRE. Le schéma incitatif pourrait ainsi se baser sur les revenus nets des enchères des capacités de long terme (annuelles et multi-annuelles) : les GRT seraient ainsi incités à garder leurs coûts les plus bas possibles en améliorant l'efficacité de la gestion des congestions en même temps qu'ils garantissent la fermeté des produits.

Pour EDF le niveau des capacités peut être augmenté en réduisant l'incertitude du GRT par une coordination renforcée entre GRT (par exemple étendre les missions confiées à CASC¹).

¹ La plate-forme commune aux sept GRT de la région Centre-Ouest, dont le lancement est prévu fin 2008.

Pour l'Uniden, le GRT pourrait avoir des objectifs en matière de taux des capacités mises à disposition du marché et de fermeté de ces capacités, sur le modèle appliqué par la CRE pour la qualité de fourniture. Les acteurs ne seraient indemnisés qu'en cas de dépassement par le GRT de ses engagements qualité.

Enfin, EDF rajoute que l'objectif d'incitation doit être considéré dans une dimension d'intégration régionale et que sa réussite requiert le soutien de l'ensemble des régulateurs nationaux.

- **Comment améliorer la confiance de l'ensemble des parties prenantes dans les références de prix issues des marchés organisés, sur lesquelles se fonderait une indemnisation au différentiel de prix ?**

L'ensemble des acteurs estiment que la confiance dans les références de prix progressera en améliorant la transparence (avec par exemple l'application des rapports transparence ERI) et la liquidité du marché.

Les acteurs soulignent également l'importance de l'harmonisation des règles et de mettre en place des régulations cohérentes sur tous les marchés. Il y a consensus parmi les acteurs du marché de gros sur l'utilisation des prix des bourses de l'électricité comme références de prix indépendantes. Toutefois il faut qu'une telle référence de prix existe des deux côtés de la frontière pour appliquer l'indemnisation au différentiel de prix (EFET, Iberdrola).

- **La fixation de plafonds sur le coût d'indemnisation (plafond sur le niveau du différentiel de prix et/ou sur la durée d'indemnisation et/ou sur le montant total d'indemnisation) pourrait-elle constituer une étape transitoire acceptable pour les acteurs de marché et les GRT ? Si oui, à quel niveau fixer ces plafonds ?**

La quasi-totalité des acteurs applaudit l'introduction d'une indemnisation basée sur le différentiel de prix mais estime que l'introduction d'un plafond quelconque sur l'indemnisation reviendrait à faire supporter une partie du risque lié à l'absence de fermeté aux acteurs et pourrait entraîner des inefficacités de marché (EFET).

Les plafonds seraient acceptés uniquement de façon transitoire, la détermination de ce plafond étant précédée d'une large consultation des acteurs.

Les acteurs (EFET, EDF, IBERDROLA, EnBW, Electrabel) seraient globalement favorables à un plafond sur un montant total d'indemnisation par exemple mensuel. Le plafond pourrait se baser sur les revenus mensuels plus 1/12ème des revenus provenant des enchères annuelles, et aussi des revenus non utilisés des mois précédents (i.e. recettes de m-3 au mois courant). Les revenus des enchères journalières et infra-journalières devraient également être pris en compte. EFET et Iberdrola proposent de partager le plafond mensuel entre toutes les heures durant lesquelles la capacité a été réduite.

Les acteurs sont en revanche contre un plafond sur le différentiel de prix horaire.

Pour Electrabel, si un tel plafond de prix était fixé, il devrait être asymétrique, fixé pour chaque sens de l'interconnexion. Aussi, un cap sur le différentiel de prix impose une harmonisation des prix limites différents d'une bourse à l'autre (EDF).

Pour Vattenfall, il ne devrait pas y avoir de réductions, les capacités devraient être garanties par redispatching.

- **Droits physiques ou financiers**

- **Le surcoût, pour les acteurs de marché, qu'impliquerait la transformation des capacités de long terme en produits financiers (passage obligatoire par les marchés organisés), n'est-il pas largement compensé par les économies associées à la simplification des procédures d'accès aux interconnexions et à l'augmentation de la liquidité sur les marchés organisés ?**

Pour la plupart des acteurs, le passage à des droits financiers présente des avantages certains. En effet, les droits financiers permettent la suppression de la répartition arbitraire des capacités entre les échéances, réduisent volatilité des prix day-ahead, donc permettent une baisse des prix pour les

droits de long terme, lèvent des barrières à l'entrée, réduisent les coûts opérationnels pour GRT et acteurs, et facilitent le marché secondaire. Toutefois avant de mettre en place un tel système, il faut définir quelle réglementation sera applicable aux droits financiers (régulation liée à la finance ou à l'énergie), quel sera le niveau des commissions perçues par les bourses.

Certains acteurs exigent aussi une harmonisation entre les différents régimes qui régissent les énergies renouvelables : la nécessité de tracer l'origine et le transit de l'énergie (exemple des certificats verts) pourrait justifier qu'une partie des droits reste physique (Iberdrola, Electrabel, EDF, EFET et un acteur).

Pour l'Uniden, le passage aux droits financiers serait une nouvelle étape dans la financiarisation à outrance du marché de l'électricité qui n'est pas du tout souhaitable.

- **La transformation des capacités de long terme en produits financiers n'est-elle pas un moyen efficace d'augmenter la liquidité sur les marchés organisés, et, par conséquent, la confiance dans les références de prix ?**

D'après certains acteurs, comme EFET, Electrabel, Iberdrola, EnBW, Vattenfall et un acteur cette transformation augmenterait la liquidité mais largement moins que le fait de garantir la fermeté par l'indemnisation au différentiel de prix de marché, qu'il s'agisse d'un droit financier ou d'un droit physique. D'une façon générale, l'efficacité des droits financiers dépend de la façon dont sera effectuée la conversion. Ces acteurs souhaitent que les régulateurs organisent une consultation publique sur les droits physiques et droits financiers étendue aux bourses et aux GRT.

Pour EDF c'est davantage l'augmentation des capacités de long terme mises à disposition et la mise en place de produits de transport pluriannuels par les GRT qui constituent un vecteur important d'augmentation de la liquidité.

Un acteur doute fortement que l'introduction de droits financiers entraîne une augmentation de la liquidité. La combinaison market coupling - droits financiers entraînerait une forte baisse des volumes échangés en OTC.

- **Marchés secondaires**

- **Hormis le rachat de capacités par les GRT pour éviter les réductions, la valeur ajoutée d'un marché secondaire organisé et anonyme est-elle suffisante pour attribuer un niveau de priorité élevé à un tel projet ?**

D'après EFET, IBERDROLA, EnBW et un acteur, un tel projet est important pour améliorer la liquidité dans les marchés de l'électricité et des droits de transport de capacité, mais ce n'est pas une priorité tant que le marché primaire des capacités n'est pas fondamentalement solide. D'après les acteurs, la première priorité consiste à garantir la fermeté des droits de transport de capacité avec l'indemnisation au différentiel de prix.

Aussi, l'option d'un marché secondaire organisé et anonyme doit être comparée en termes de coût/bénéfice à l'option d'un mode d'organisation avec un ou plusieurs brokers, qui garantit également l'anonymat des transactions (EDF).

- **De quelle flexibilité supplémentaire souhaitent bénéficier les acteurs de marché ?**

Un certain nombre de points permettrait d'améliorer l'efficacité d'un marché secondaire :

- o la mise en place du mécanisme UIOSI (Centrica, EnBW, Iberdrola, un acteur) ;
- o la publication du nom des détenteurs de capacités lors de l'allocation primaire, comme c'est le cas sur la frontière France-Italie (EDF) ;
- o un système d'information fiable et fonctionnel, par exemple, la plate-forme Damas (EDF, ELECTRABEL) ;
- o la possibilité de notification au plus près du guichet de clôture et non en J-2 (EDF).

- **Pourquoi certains acteurs de marché refusent-ils la publication du nom des détenteurs des capacités sur les interconnexions françaises (hormis l'interconnexion France – Italie) ?**

Centrica, EDF, Electrabel, Iberdrola, Vattenfall, deux acteurs et la majorité des membres d'EFET, sont favorables à la publication par les GRT de la liste des détenteurs de capacité.

D'après EnBW, l'information est commercialement sensible, la liste des détenteurs n'est pas nécessaire pour faire un échange.

- **Etendue des plates-formes d'enchères**

- **Doit-on multiplier les projets dans toutes les régions, ou bénéficier des avancées de l'une pour économiser des ressources dans les autres ?**

Les acteurs s'accordent à dire que la situation idéale serait une seule plate-forme. Toutefois, à court terme, une étape incontournable serait le développement d'une plate-forme par région en soutenant un degré élevé d'harmonisation, avec à terme la fusion des différentes plates-formes régionales.

Idéalement, une plate-forme d'enchères développée dans une région doit pouvoir facilement incorporer d'autres régions. Pour Electrabel, la plate-forme CASC développée dans la région Centre-Ouest pourrait ainsi être étendue aux autres régions.

Toutefois, il ne doit pas y avoir de priorité donnée à un projet, les avantages des différentes approches doivent être utilisés afin de bénéficier des bonnes pratiques.

Synthèse des contributions relatives à la partie « Allocation des capacités journalières »

De façon générale, la CNR se montre réticente au couplage de marchés. Elle émet des doutes sur l'effet positif sur la capacité de transit, et avance que le couplage est susceptible de détériorer la liquidité des marchés OTC. Aucun autre acteur n'émet de telles réserves.

Pour l'Uniden l'ouverture du marché est un échec puisque les prix d'électricité ont triplé depuis 2003. Elle réclame un questionnement sur le design du marché d'électricité avant tout projet de couplage. Par ailleurs, elle met en doute le rôle des interconnexions dans le fonctionnement d'un marché unique.

- **Compatibilité et ordre des projets de couplage**

- **Comment coordonner, au niveau interrégional ou européen, les différents projets de couplage en cours ? Sur le plan opérationnel, comment gérer efficacement l'interaction des deux prochains couplages de marché, comme celui qui regroupera la France, le Benelux et l'Allemagne, et celui qui liera l'Allemagne au Danemark ?**

L'ensemble des acteurs souligne l'importance d'une feuille de route paneuropéenne permettant de coordonner et prioriser les projets des différentes régions. Celle-ci doit être le résultat de la collaboration des régulateurs nationaux avec le régulateur européen (ACER), ERGEG ou la Commission Européenne. Plusieurs acteurs pensent que les délais de mise en place des projets en cours sont partiellement dus à l'absence d'une feuille de route. La mise en place d'une telle feuille de route ne doit pas pour autant retarder les projets en cours. Certains (EFET, EnBW) notent que des retards supplémentaires pourraient remettre en cause la crédibilité des projets, voire des initiatives régionales.

Par ailleurs, la plupart des acteurs émettent des doutes sur la crédibilité et l'autorité réelles accordées à l'ACER, si celle-ci ne dispose pas de l'appui des régulateurs nationaux. Ils soulignent l'importance d'une connaissance approfondie de l'ensemble des régions et des projets chez chaque régulateur national, afin d'éviter des incohérences.

Plus concrètement, concernant les différents projets de couplage en cours, les avis sont plus divergents. Plusieurs acteurs (EFET, Iberdrola et un acteur) se méfient du flow-based market coupling en projet dans la région Centre-Ouest, estimant que le risque d'obtenir des flux localement sous-optimaux est susceptible de fausser leur compréhension du marché. Ils préféreraient un algorithme basé sur des couplages bilatéraux itératifs, privilégiant les optima locaux plutôt qu'un optimum global. Electrabel se dit en faveur de la méthode flow-based, mais la considère trop ambitieuse pour le moment ; Electrabel rejoint ainsi les autres acteurs qui apprécieraient que l'introduction du flow-based market-coupling soit repoussée.

Quant aux techniques de couplage entre différentes régions, plusieurs acteurs (BDEW, Vattenfall) mettent en avant le « dome coupling »² comme une solution acceptable.

- **Quelle priorité donner aux différents projets de couplage ? Sur quels critères ?**

Un certain nombre d'acteurs citent l'importance d'une feuille de route paneuropéenne dans la priorisation des différents projets (cf. question ci-dessus). Les critères de priorités cités sont le gain estimé de bien-être social, la probabilité de succès, la compatibilité avec les autres projets, la vitesse de mise en place et l'augmentation de la liquidité des marchés d'électricité.

La plupart des acteurs prônent la priorité du projet de couplage de la région Centre-Ouest. Après ce projet, la région devrait être couplée avec NordPool (après une période transitoire d'enchères explicites sur NorNed), avant l'intégration de la presqu'île ibérique, des régions France-UK-Irlande, Centre-Sud et l'Europe de l'Est. Seul EnBW place le projet de couplage entre l'Allemagne et NordPool en première priorité, arguant que cela permettrait de disposer de plus d'expérience lors du couplage des deux plus grands pôles (France-Benelux et Allemagne-NordPool). Plusieurs acteurs soulignent l'importance de l'harmonisation des marchés. EnBW cite le « dome coupling » comme une solution intermédiaire permettant l'intégration des marchés avant l'achèvement de l'harmonisation.

Electrabel regrette l'absence de produits long terme sur NordNed, et souligne, avec EDF, l'importance d'une harmonisation des produits permettant la création d'un produit de couverture financier compatible avec les modèles scandinave et continental.

• **Statut des bourses de l'électricité**

- **Comment concilier le développement des projets de couplage, impliquant naturellement les bourses, et leur statut actuel ?**

L'ensemble des acteurs de marché (sauf Centrica) attire l'attention sur la position de monopole sur les échanges du jour au lendemain détenue par les bourses d'énergie en cas de couplage de marché. Ils proposent une régulation des bourses sur cette activité.

Electrabel souligne qu'en cas de couplage de marché, les bourses deviennent de simples détenteurs de carnets d'ordre, et proposent que le matching passe sous la responsabilité des GRT ou des plates-formes comme CASC. Electrabel se réjouit du rapprochement entre Powernext et EEX et y voit une facilitation de l'intégration des marchés et une possible réduction des coûts de transaction pour les entreprises échangeant de l'énergie sur les deux bourses. L'acteur exprime son mécontentement de l'exclusion des producteurs de l'actionnariat des bourses prévue dans le troisième paquet législatif.

- **Des modifications du cadre de régulation des bourses sont-elles souhaitables ? Le cas échéant, lesquelles ?**

A partir du moment où les bourses de l'énergie détiennent le monopole d'une activité (cf. question précédente), les acteurs réclament l'intervention des régulateurs nationaux ou du régulateur européen. Le régulateur doit valider les mécanismes de matching et d'allocation ex-ante, surveiller leur application ex-post et contrôler les revenus des bourses.

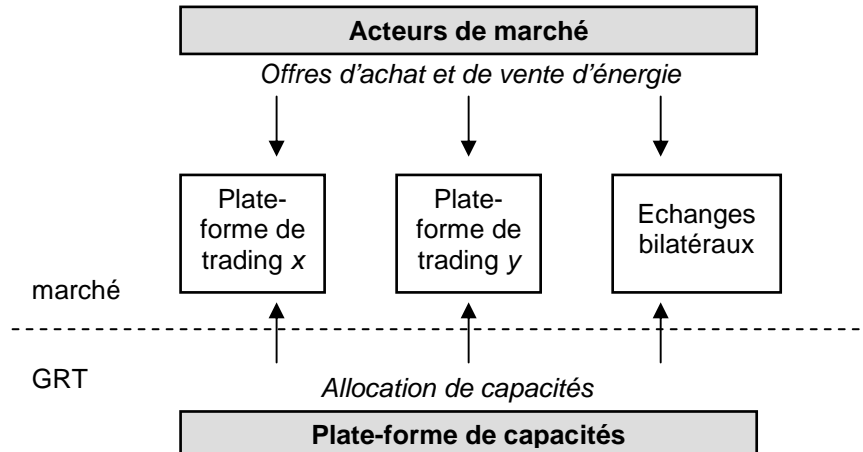
EDF souligne en outre qu'un mécanisme financièrement basé sur un bonus/malus pourrait inciter les bourses à respecter les délais et les plafonds de ressources préalablement autorisés.

² Solution proposée par ETSO et EUROPEX afin de coordonner différents couplages.

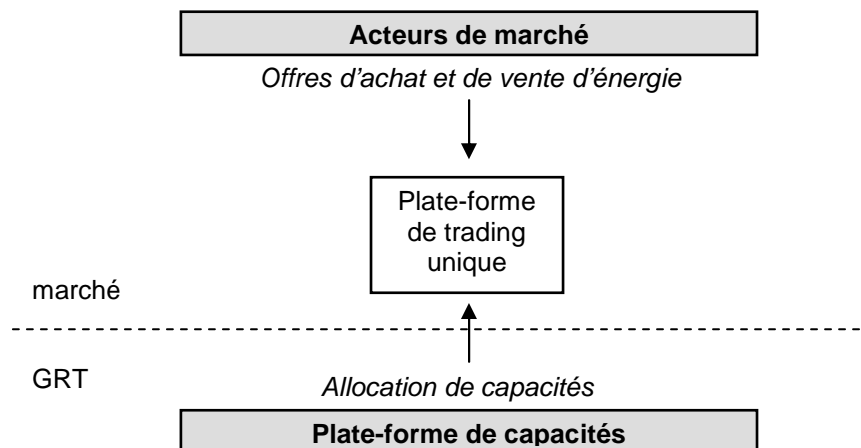
Synthèse des contributions relatives à la partie « Allocation des capacités infra-journalières »

Trois modèles ont été décrits dans le rapport pour la gestion des échanges d'énergie.

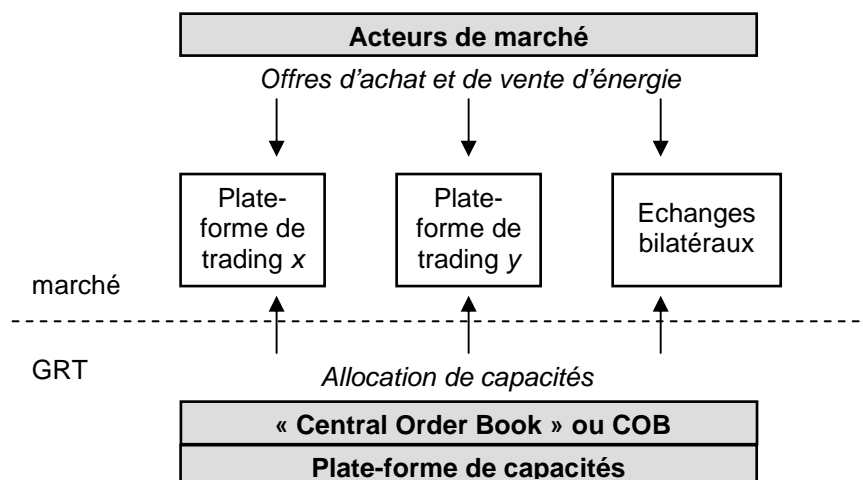
- Modèle 1 : échanges infra-journaliers avec plusieurs plates-formes de « trading » en concurrence



- Modèle 2 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de « trading » unique



- Modèle 3 : échanges infra-journaliers avec une plate-forme de capacités centralisant les offres réalisées sur différentes plates-formes de « trading »



La CNR reste attachée au modèle actuel (d'allocation explicite) et est opposée à un marché organisé obligatoire car il ne serait pas adapté aux gros volumes. La multiplication des ordres³ pour répondre à un besoin important peut faire augmenter les prix ; l'anonymat accroît également ce risque du fait d'une possible spéculation⁴.

- **La gestion des échanges d'énergie**

- **Comment garantir une liquidité suffisante pour les échanges infra-journaliers (modèle 2 ou 3)?**

La plupart des acteurs se sont prononcés en faveur du modèle 3 car il permet de concentrer la liquidité sur un carnet d'ordres commun à plusieurs marchés et de gagner en profondeur de marché tout en mettant en concurrence plusieurs plates-formes. La mise en commun du carnet d'ordres et l'allocation implicite des capacités, qui permet d'allouer la capacité simultanément à un échange d'énergie, sont perçues comme les moyens d'utiliser de manière optimale les capacités d'interconnexion. De plus, le « take it and use it », c'est-à-dire un usage obligatoire de la capacité allouée, est demandé par quelques acteurs dans ce même souci d'utilisation optimale des capacités.

Le modèle 3 est parfois vu comme un modèle intermédiaire vers une plate-forme unique (modèle 2).

Néanmoins, un acteur préfère quant à lui le modèle 1 pour la concurrence entre plates-formes et la possibilité d'avoir recours à l'OTC, c'est-à-dire la possibilité de réaliser des échanges bilatéraux, sans passer par un marché organisé.

La majorité des acteurs rappellent leur souhait de conserver l'OTC. Electrabel précise par ailleurs que la réalisation des transactions bilatérales via les plates-formes boursières pourrait nuire à leur bon déroulement. De plus, l'existence de l'OTC est une forme de concurrence pour les bourses, qui peut les inciter à proposer des tarifs raisonnables.

- **La concurrence entre les plates-formes de « trading » infra-journalières (modèle 1) est-elle viable sur le long terme, ou déboucherait-elle sur l'émergence d'une plate-forme unique ?**

Les acteurs sont favorables à la compétition entre plates-formes, au moins dans un premier temps. La concurrence entre plates-formes et avec l'OTC doit permettre de garantir un service satisfaisant à des coûts raisonnables. Les GRT restent en possession de la capacité d'interconnexion qu'ils distribuent aux bourses et à l'OTC de manière non discriminatoire par un système de « premier arrivé - premier servi ».

Sur le long terme, plusieurs acteurs pensent que le nombre de plates-formes tendra à se réduire, voire qu'une seule plate-forme régira l'ensemble de la zone considérée (Electrabel, RWE S&T, un acteur).

Mais les acteurs rappellent que le modèle 1 ne permettra pas une utilisation optimale des capacités (EFET, EnBW, Iberdrola)⁵.

- **Dans l'hypothèse où un monopole apparaît, faut-il alors qu'il soit régulé ? Si oui, comment ?**

La plupart des acteurs rappellent que tout monopole doit être régulé. Centrica précise même que, monopole ou pas, les plates-formes devraient être régulées.

³ Commentaire : sur Powernext en tout cas, il ne semble pas nécessaire de multiplier les ordres, il est possible de faire un seul ordre pour un gros volume et d'en « cacher » une partie.

⁴ Commentaire : à l'inverse de l'OTC où un *gentlemen's agreement* peut contenir les prix.

⁵ Les remarques faites par les acteurs sur la concurrence entre plates-formes sont valables pour les modèles 1 et 3, et ne se limitent pas au modèle 1. Cette limitation au modèle 1 a sans doute étonné les acteurs, c'est pourquoi ils ont rappelé qu'ils privilégiaient le modèle 3.

Néanmoins, selon Electrabel, dans la mesure où la plate-forme d'échange n'appartient pas à l'un des acteurs, il n'y a pas de besoin réel de régulation de la plate-forme d'échange. Par contre, la plate-forme des capacités et le « Central Order Book » doivent être régulés.

Enfin, EnBW rappelle que la régulation d'une plate-forme boursière, même d'échanges d'énergie, doit être opérée par une autorité de régulation financière. Il note également qu'une régulation trop forte peut engendrer des distorsions sur la structure des marchés.

- **La valeur ajoutée des projets**

- **Quels mécanismes infra-journaliers les GRT doivent-ils mettre en place à court terme ? A moyen terme ?**

EDF, EnBW, RWE S&T et Vanttenfall pensent qu'il faut mettre en place une allocation implicite de la capacité et un trading continu (proche du système Elbas). EDF précise que ceci est aux mains des GRT et des régulateurs.

Pour EFET, il faut d'abord plus de transparence, garantir la non-discrimination, harmoniser les règles des marchés nationaux. La mise en place d'un système plus performant en infra-journalier passe après la mise en place d'un système efficace en J-1.

Quant à Electrabel, le modèle existant lui convient au moins dans un premier temps, moyennant quelques améliorations sur certaines frontières :

- sur les frontières françaises, le modèle « pro rata » est à améliorer ;
- le système d'enchères explicites mis en place à la frontière espagnole est une amélioration, mais il reste complexe et le fait que la capacité ne soit pas gratuite en infra-journalier peut être un obstacle à son utilisation optimale ;
- l'utilisation obligatoire en place sur certaines frontières allemandes offre moins de flexibilité, et convient davantage aux producteurs qu'aux traders ;
- un market splitting pour l'infra-journalier serait inutile, même pour une période transitoire, car les volumes en jeu sont trop limités.

A moyen terme, Electrabel souhaite la mise en place d'un trading continu avec allocation implicite des capacités, tout en gardant la possibilité d'échanges bilatéraux. Il ne souhaite pas cumuler les enchères avec le trading continu.

- **Dans le contexte actuel, où des améliorations sont apportées aux enchères de long terme, où le couplage des marchés du jour pour le lendemain est étendu, et où l'intégration des marchés d'ajustement est envisagée, quelle priorité faut-il donner à la mise en œuvre de mécanismes infra-journaliers élaborés ?**

EDF juge que la priorité devrait être donnée à l'infra-journalier. Des mécanismes infra-journaliers devraient au moins être mis en place sur les frontières qui n'en possèdent pas telles celles des Pays-Bas ou de l'Italie.

Electrabel pense que les projets J-1 et infra-journaliers peuvent être menés en parallèle. Si, pour lui, le flow-based market coupling en J-1 impose un mécanisme flow-based en infra-journalier, rien n'empêche de mettre en place un mécanisme ATC-based plus performant en infra-journalier d'ici là.

Les priorités des autres acteurs sont :

1. les enchères de long terme et la fermeté des capacités ;
2. le market coupling en J-1 ;
3. l'infra-journalier ;
4. l'intégration du mécanisme d'ajustement.

Synthèse des contributions relatives à la partie « Echanges d'ajustement »

- **L'accès à la capacité d'interconnexion : De la capacité d'interconnexion doit-elle être réservée, au-delà des besoins résultant de la mutualisation des réserves primaires, afin de permettre les échanges d'ajustement ?**

La grande majorité des acteurs souhaitent qu'il n'y ait pas de réservation de capacité d'interconnexion pour les besoins d'échanges d'ajustement. Ils mettent en avant la nécessité d'offrir un maximum de capacité au marché et l'objectif de maximisation de l'utilisation de la capacité disponible.

Electrabel estime que la réservation de capacité d'interconnexion affecterait le prix de marché day-ahead et limiterait la convergence des prix.

Un acteur, EFET et Iberdrola mettent en avant la nécessité d'approfondir la réflexion afin de déterminer la proportion, s'il y a lieu, de capacité à réserver pour maximiser le bien-être social. Ils invitent la CRE à préparer un rapport sur ce sujet. Cependant, EFET et Iberdrola jugent a priori que la réservation de capacité ne permettra pas d'atteindre l'objectif de maximisation de l'utilisation de la capacité. Un acteur indique ne pas être opposé à ce qu'une partie de la capacité soit réservée. Enfin, EDF propose d'utiliser, en fonction des conditions et selon l'appréciation du GRT, une partie de la marge de sécurité sur la capacité d'interconnexion pour les échanges d'ajustement.

- **Le modèle de gestion de l'équilibre entre injections et soutirages : Dans quelles conditions est-il pertinent que l'équilibre entre injections et soutirages soit assuré quasi-exclusivement grâce aux réserves secondaires ?**

La gestion de l'équilibre entre injections et soutirages assurée quasi-exclusivement grâce aux réserves secondaires ne doit être réalisée que lors de situations d'urgence ou dans le cas de petits réseaux isolés. Dans le cas du réseau continental européen fortement maillé, EDF soulève l'inefficacité économique due aux surcoûts de cette gestion et la réduction des incitations d'équilibrage des responsables d'équilibre.

Electrabel milite en faveur d'une contractualisation des réserves au pas journalier afin de permettre leur contractualisation au-delà des frontières via des interconnexions peu utilisées (exemple du sens Italie-France).

Un acteur considère que cette question est du ressort des GRT.

- **Le degré d'harmonisation souhaitable : Quel est le degré d'harmonisation des mécanismes d'ajustement souhaitable, en particulier concernant :**
 - **le format des offres d'ajustement,**
 - **le principe de rémunération des offres d'ajustement,**
 - **le calcul des écarts et du prix de règlement des écarts ?**

Les acteurs soutiennent une harmonisation graduelle des designs des marchés d'ajustement. Centrica met en avant la rédaction de Guidelines (Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Market Integration de l'ERGEG ENM-4) par les régulateurs afin de définir des principes communs de gestion de l'ajustement. Selon un acteur, l'harmonisation du dispositif règlement des écarts est la priorité (Un acteur est favorable à ce que la France adopte le modèle allemand).

EnBW aborde l'importance dans le processus d'harmonisation, de conserver de bonnes incitations (par la rémunération de capacité) à investir dans les réserves de capacité afin de palier les futures risques liés aux objectifs européens de production d'énergie renouvelables.

EDF et Electrabel soutiennent le modèle GRT-GRT nécessitant peu d'harmonisation. EDF soutient la généralisation de l'initiative pragmatique du projet BALIT (échange ajustements UK- France) ainsi que la création d'une plate-forme unique européenne d'offres d'ajustement munie, sur le modèle de la plate-forme infra-journalière,, d'une interface renseignant les capacités résiduelles disponibles pour l'ajustement.

Vattenfall propose la création d'un produit de réserve commun sur le modèle du produit existant le plus flexible qui permettrait aux GRT de pré-équilibrer leur système.