

**ÉTUDE RELATIVE AU DESIGN GÉNÉRAL DES MÉCANISMES DU MARCHÉ
DE L'ÉLECTRICITÉ À L'APPROCHE DU TEMPS RÉEL**

YVES SMEERS

UNIVERSITÉ CATHOLIQUE DE LOUVAIN

DÉPARTEMENT D'INGÉNIERIE MATHÉMATIQUE [INMA] – FONCT. CORE

Juin 2008

Commanditée par :

La Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG)

www.creg.be

**Les positions et opinions indiquées dans cette étude sont uniquement celles de l'auteur
et n'engagent aucunement la CREG. Le texte original a été rédigé en langue anglaise.**

1. INTRODUCTION : CHOIX D'UNE NORME

La concurrence est l'instrument préféré des institutions européennes en vue d'améliorer l'efficacité du secteur énergétique. La concurrence implique des transactions, une activité pouvant être organisée ou développée spontanément par le marché. L'expérience et la théorie suggèrent qu'une certaine forme de marché organisé est nécessaire au commerce de l'électricité. La raison est à chercher du côté des deux caractéristiques particulières de cette matière première inhabituelle qui ont été les plus discutées depuis les premiers débats sur la réforme du secteur : l'électricité ne peut pas être stockée et elle est difficile à transporter. Nous avons parfaitement conscience de ces deux propriétés importantes, mais nous n'en avons peut être pas pleinement tiré les conséquences pour la réorganisation du secteur en Europe.

La figure 1 présente une description schématique des dimensions spatiales et temporelles des échanges d'électricité.

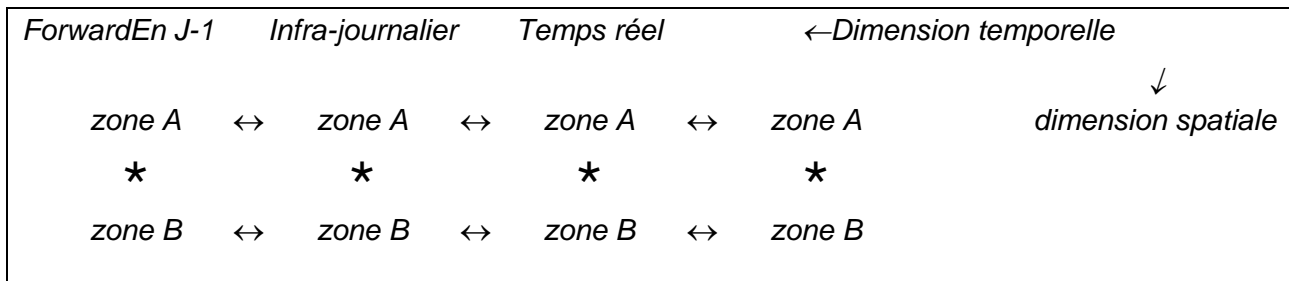


Figure 1 : transactions spatiales et intertemporelles

La figure distingue quatre stades temporels : le temps réel, l'infra-journalier (« intra-day »), le J-1 (« day-ahead ») et « forward ». Il renvoie également à différentes « zones » entre lesquelles les échanges ont lieu et partant, introduit une dimension spatiale. Dans le reste de la discussion, nous partirons du principe qu'un marché organisé unique englobe les transactions en temps réel, infra-journaliers et à J-1. Par contre, nous permettons aux transactions « forward » d'être organisées ou décentralisées, même s'il est souvent admis que même le marché de l'électricité « forward » devrait être organisé, au moins en partie. Cette plate-forme d'échange englobante ne reflète pas l'organisation actuelle du marché européen de l'électricité. Nous l'utiliserons néanmoins comme référence dans le reste de la discussion et commencerons par brièvement justifier ce choix en invoquant des principes de base ou en vertu de l'expérience existante.

1.1. Sur les échanges en temps réel

La seule existence de transactions en temps réel constitue une première divergence entre la figure 1 et l'organisation actuelle du marché européen. En Europe, il est communément admis que le marché organisé un jour avant la livraison (J-1 ci-après), éventuellement étendu à l'infra-journalier, mais pas le temps réel, sont les périodes adéquates pour les échanges. Or, des raisons physiques et économiques impérieuses plaident pour que le temps réel soit considéré comme une période d'échange à part entière. La raison physique est que l'électricité ne peut pas être stockée et que l'énergie ne peut donc être transférée effectivement des producteurs aux consommateurs qu'en temps réel. Ce phénomène physique n'est pas sans conséquences économiques. La production et la consommation d'électricité doivent s'équilibrer instantanément. C'est pourquoi le marché « spot » peut uniquement exister en temps réel, ce qui implique que toutes les autres activités d'échange sont des marchés « forward ». Les bases de la finance et de l'économie nous apprennent que les prix « forward » s'alignent d'une certaine manière (par un argument de non-arbitrage que nous n'aborderons pas ici) sur les prix « spot », même lorsque le marché « spot » est en substance un marché résiduel. Dans le schéma ci-dessus, cette affirmation implique que les marchés infra-journaliers et en J-1 sont des marchés « forward » dont les prix sont déterminés par le marché « spot » en temps réel. Wilson (2002) développe les implications en termes de conception du marché de cette propriété fondamentale qu'est l'impossibilité de stocker l'électricité.

L'idée d'un marché de l'électricité en temps réel n'est pas évidente. Etant donné que la production et la demande doivent s'équilibrer instantanément, le marché en temps réel devrait également se compenser instantanément. Or, c'est impossible pour les marchés ordinaires : les négociants, et encore moins les clients de courtiers, ne peuvent pas fixer (« clear ») instantanément des marchés. Seul un marché intelligent ou « smart market », c'est-à-dire un marché géré par un programme informatique, peut le faire. « Smart market » est le nom utilisé par Mac Kie-Mason et Varian (1993) dans leur analyse de la fixation des prix de l'accès à Internet. Le secteur de l'électricité connaît une longue tradition, passée inaperçue, de marchés intelligents. Un outil bien ancré dans l'industrie, à savoir un « dispatching » optimal sous contraintes de sécurité (« security constrained optimal dispatch ») ou une variante, est l'instrument utilisé aujourd'hui pour compenser les marchés en temps réel dans de nombreux réseaux énergétiques réformés. Il équilibre l'offre et la demande et trouve des valeurs marginales qui peuvent être interprétées comme des prix.

1.2. Marchés spatiaux

La seconde propriété fondamentale de l'électricité est qu'elle est difficile à transporter. L'électricité circule en temps réel et son transport est soumis à différentes contraintes de réseau qui doivent être respectées à tout moment. Le marché de l'électricité en temps réel est donc spatial, c'est-à-dire que la valeur de l'électricité est géographiquement différenciée en raison des contraintes de transport actives au moment en question. La différenciation spatiale du prix de l'électricité change en fonction de l'ensemble de contraintes actives. Un réseau présentant des capacités largement excédentaires et partant, peu de contraintes actives, ne sera pas scindé très souvent au niveau spatial, au contraire d'un marché dont le réseau présente des goulets d'étranglement serrés. Le marché en temps réel est donc un marché de services de transport et d'énergie et la valeur du service et des matières premières est liée. De nouveau, Wilson (2002) explique les implications en termes de concept du marché de ce lien étroit entre l'énergie et le transport.

De même que les négociants ne peuvent pas fixer un marché en temps réel, ils ne peuvent pas faire l'arbitrage spatial de l'électricité, encore moins l'arbitrage en temps réel, du moins si l'intention est d'exploiter pleinement les possibilités du réseau. L'électricité passe d'un nœud à un autre en suivant différents itinéraires. C'est la combinaison de tous ces flux sur tous ces itinéraires qui est susceptible de saturer les contraintes du réseau et de changer le processus d'arbitrage. De nouveau, un marché intelligent est nécessaire pour fixer au niveau spatial les approvisionnements, les importations, les exportations et la demande. Un écoulement des charges optimisé ou une variante est de nouveau l'outil adéquat pour réaliser cet arbitrage spatial. Il équilibre les quantités localement et globalement et trouve des valeurs marginales locales qui peuvent être interprétées comme des prix.

1.3. Une plate-forme d'échange de référence

La figure 1 repose sur ces observations. Elle commence par un marché spatial en temps réel de l'électricité et du transport et suppose qu'un instrument de type écoulement des charges optimisé fixe ce marché, c'est-à-dire calcule les quantités et les prix. Des marchés « forward » complètent ce tableau. Les échanges « forward » organisés peuvent se développer sur des marchés risqués, mais ne le font pas nécessairement. Tout dépend du produit échangé. Ce principe est également valable pour l'électricité. A l'inverse du marché de l'électricité en temps réel qui apparaît comme une implication logique de propriétés fondamentales de l'électricité, les marchés de l'électricité « forward » et leur organisation se développent depuis la pratique. Vu la

nécessité d'un marché en temps réel étroitement organisé qui fixe simultanément l'énergie et le transport, la question s'est posée de savoir si les échanges « forward » se développeraient spontanément (ou non) et s'ils nécessiteraient aussi une forte organisation. Le raisonnement habituel en finances, selon lequel les prix des matières premières « forward » sont établis sur la base des principes de non-arbitrage et de « cost of carry » ne sont pas d'application ici. Sauf pour établir clairement que l'impossibilité de stocker l'électricité est incompatible avec tout « cost of carry », la théorie n'offre pas de conseil convaincant sur l'organisation possible des marchés de l'énergie et du transport « forward » (cf. Wilson 2002). Différents paradigmes sont donc possibles, du moins en théorie.

1.4. Marchés « forward » et en J-1 intelligents

Aux fins de la discussion qui nous occupe, il est pratique de distinguer deux étapes dans la dimension temporelle, à savoir en J-1 et avant J-1. De nombreux systèmes électriques réformés ont développé un ensemble exhaustif de marchés « forward » qui va bien au-delà de l'organisation que l'on retrouve communément dans les échanges standard de matières premières. En effet, le marché de l'électricité en J-1 s'est souvent développé en un marché intelligent où le gestionnaire de réseau résout un problème d'alignement d'unité soumis à des contraintes de sécurité pour déterminer des prix « forward ». C'est du moins la pratique en vigueur sur de nombreux réseaux électriques américains réformés, même si cette vision n'est pas universellement acceptée. En particulier, il n'existe aucune philosophie bien établie sur la question en Europe : le marché J-1 est souvent considéré comme un marché « spot » et pas « forward ». Les idées divergent quant à son organisation même si l'on admet petit à petit qu'il devrait s'agir d'un marché intelligent. De même, le Royaume-Uni propose une vision totalement différente de la réforme du secteur de l'électricité. Le présent rapport traite d'un de ces marchés J-1, à savoir le couplage de marché « flow-based » (« Flow Based Market Coupling » ou FBMC), envisagé pour la région Centre-Ouest de l'Europe (« Central West Europe » ou CWE).

Le marché J-1 n'est pas la panacée. Des marchés intelligents peuvent également se trouver dans le marché « forward » (avant J-1), où l'on pourrait penser que des échanges standards voire des marchés OTC pourraient suffire. La réalité est que de nombreux réseaux électriques réorganisés ont également recours à des marchés intelligents pour l'allocation à long terme (longtemps avant à J-1) de droits de transport financiers (« Financial Transmission Rights » ou FTR). A nouveau, le raisonnement sous-jacent est de nature technique et est suggéré par les propriétés physiques et économiques de l'électricité : pour des raisons d'« adéquation des

revenus » qui seraient trop longues à expliquer ici (cf. par ex. Hogan 2003), les FTR alloués doivent être physiquement faisables en ce qui concerne les capacités du réseau, chose que seul un ordinateur peut garantir. Cette condition de faisabilité impose des contraintes sur le marché « forward » qui divergent radicalement de l'hypothèse standard d'un ensemble non lié de transactions qui sous-tend l'argument financier de non-arbitrage. Cette divergence par rapport à l'hypothèse financière standard constitue en soi une justification d'un marché organisé spécial, même s'il créerait des perturbations du processus d'arbitrage qui ne sont pas encore entièrement élucidées aujourd'hui.

1.5. La plate-forme de référence dans la pratique

Ce vaste ensemble soigneusement structuré de marchés organisés a découlé d'une analyse académique et d'une mise en œuvre dans la réalité. Hogan a jeté les premières bases théoriques en 1992 (Hogan 1992). Par la suite, il a développé de façon intensive ces idées, au même titre que d'autres. Ces principes ont été mis en œuvre pour la première fois en Nouvelle-Zélande et dans les marchés de la Côte Est des Etats-Unis (cf. Joskow 2007 pour une discussion historique et IRC 2007 pour la situation actuelle). La FERC a finalement codifié ces idées et cette expérience dans sa « Notice of Proposed Rulemaking (NOPR) » sur le « Standard Market Design » (SMD) (FERC 2002). La NOPR n'a pas donné lieu à des exigences obligatoires puisque la réforme du réseau énergétique a pratiquement été interrompue aux Etats-Unis après la crise californienne. Toutefois, l'ampleur des réseaux électriques fonctionnant conformément à ces principes est impressionnante : près de 600 GW (la capacité de l'UCTE était légèrement supérieure à 600 GW en 2006 (UCTE 2006)) sont aujourd'hui exploités selon une organisation de type SMD en Amérique du Nord (IRC 2007). Il est intéressant, mais aussi préoccupant, de constater que l'architecture SMD, qui a été exploitée dans différents réseaux américains depuis 1998 est beaucoup plus exigeante que l'architecture généralement mise en œuvre ailleurs. D'aucuns, notamment le Parlement européen, considèrent cette architecture comme essentiellement administrative. Or, la pratique générale démontre qu'elle fonctionne et donne des résultats très satisfaisants en termes de concurrence. Des études récentes (Mansur et White 2008) confirment quantitativement les bonnes performances de ces marchés organisés.

De nos jours, de nombreux réseaux fonctionnent selon une organisation similaire à la plate-forme de la figure 1. La Nouvelle-Zélande a ouvert la voie en 1996 avec un marché en temps réel. Les pôles de la Côte Est des Etats-Unis ont suivi et ont progressivement ajouté un marché en J-1. Cette organisation de marché s'est ensuite étendue au Texas et à d'autres régions des

Etats-Unis. Le cas du Texas est particulièrement intéressant. Ce réseau a essayé par différents moyens de ne pas avoir recours au SMD, mais a quand même fini par l'adopter. Ce succès n'est toutefois pas partagé par tous. Tous les réseaux électriques réorganisés n'ont pas lancé un marché en temps réel ou n'ont pas fini par en adopter un. Nord Pool a commencé par un marché en J-1, comme le reste de l'Europe essaie de le faire aujourd'hui. Or, le marché nordique est né en Norvège qui, en raison de son importante part hydroélectrique, constitue une sorte d'exception puisque l'électricité peut être stockée tant que l'on possède une capacité de turbine résiduelle et un volume de réservoir. Le besoin d'un marché en temps réel est alors moins pressant. Ce n'est que plus tard, lorsque Nord Pool s'est étendu à des pays moins gâtés en ressources hydroélectriques, qu'elle a essayé d'ajouter un marché en temps réel intégré, chose qui s'est révélée difficile à accomplir parce qu'elle n'avait pas été prévue initialement. Le Royaume-Uni et l'Australie ont également lancé un marché en J-1 sans un marché temps réel, mais le Royaume-Uni a complètement revu sa position lorsqu'il est passé à NETA et plus tard à BETTA. Le seul marché organisé au Royaume-Uni est en temps réel, le reste étant laissé à des transactions bilatérales.

Sauf aux Etats-Unis, l'on constate donc que la plupart des marchés de l'électricité réformés au monde adopte uniquement un ou plusieurs éléments de la plate-forme, mais ne développent pas la suite complète de marchés de l'architecture SMD. Plus particulièrement, la discussion qui nous occupe dans la région Centre-Ouest (CWE) (cf. ERGEG 2007, 2008 pour la présentation de l'initiative régionale) se concentre sur une organisation particulière du marché en J-1 qui présente certains accents de l'architecture SMD, tout en en restant très éloignée. De même, les marchés infra-journaliers et d'ajustement de la région CW Européenne diffèrent fortement de l'organisation adoptée en J-1. Cette hétérogénéité de conception dans le temps diverge également de la philosophie unificatrice du SMD. Il est intéressant de se pencher sur la question de savoir si le fait d'adopter un élément du SMD, de le modifier sensiblement et de la connecter à un marché infra-journalier et d'ajustement organisés différemment peut réellement supprimer les barrières commerciales dont les instances européennes se plaignent souvent.

1.6. La plate-forme de référence dans le rapport

La figure 1 présente le squelette de l'organisation à laquelle nous ferons référence dans la suite de ce rapport. Elle renferme les marchés en temps réel, infra-journalier et « forward » auxquels nous ajoutons un marché infra-journalier physique. Nous justifions cet ajout comme suit. Tout d'abord, la pensée européenne sur les échanges transfrontaliers inclut effectivement des

échanges infra-journaliers physiques. L'architecture SMD américaine avait aussi introduit des échanges virtuels infra-journaliers, qui présentent certaines similitudes avec les échanges infra-journaliers physiques européens. Une deuxième raison est que les échanges infra-journaliers sont les plus apparentés aux échanges continus, ce qui constitue une hypothèse communément acceptée en finance. Enfin, l'infra-journalier fait le lien entre le temps réel et le stade J-1, ce qui suggère naturellement une révision de la pensée européenne sur l'ajustement.

Nous n'irons pas au-delà des marchés de l'énergie et du transport illustrés à la figure 1. Hormis des difficultés en termes de stockage et de transport, l'électricité présente d'autres caractéristiques inhabituelles qui compliquent les développements du marché et des échanges. La fiabilité et la nécessité de maintenir une réserve tournante ou les éventuelles incitations insuffisantes en faveur des investissements dans des marchés dits « uniquement énergie » sont des exemples de ces questions importantes. Ce rapport n'approfondira pas ces aspects. Il se limite à l'organisation des échanges transfrontaliers dans la région Centre-Ouest Européenne (CWE ou CW) et n'étudie que les marchés de l'énergie et du transport.

1.7. Le rapport

Les régulateurs et les GRT de la région CWE discutent actuellement une proposition (cf. Etude d'orientation, projet MC CWE) visant à organiser les échanges transfrontaliers au sein de la région CWE sur la base d'une méthodologie appelée couplage de marché « flow-based » (« Flow Based Market Coupling » ou FBMC). Ce rapport se concentre sur cette proposition. Le marché CWE est essentiellement bilatéral, mais il a aussi développé plusieurs bourses énergétiques qui fixent des produits J-1. De nos jours, la dualité de marchés organisés et décentralisés est monnaie courante dans les marchés de l'électricité réformés. C'est aussi la règle dans le SMD qui impose uniquement certaines exigences pour l'organisation du marché du transport. Le FBMC est lié au système de prix nodal mis en œuvre dans le SMD, mais les détails diffèrent considérablement. Nous pouvons dès lors nous baser sur l'expérience du SMD pour anticiper d'éventuelles difficultés avec le FBMC. Enfin, le FBMC traite uniquement du marché J-1, alors que le marché infra-journalier et le système d'ajustement adoptent une organisation différente. A l'inverse, le SMD adopte un concept commun pour le temps réel et le J-1. L'hétérogénéité des concepts de marché dans le temps constitue une autre source potentielle de difficultés que l'expérience du SMD peut nous aider à élucider. Ce sont les thèmes du rapport.

Le texte est organisé comme suit. La prochaine section dresse un aperçu de la situation que nous résumons comme suit : Le FBMC permet un pas potentiellement important vers la construction du marché intégré, mais il est vulnérable à des « simplifications » illusoire. Le choix crucial consiste à savoir comment l'on représente le réseau. La section 3 situe les développements actuels dans l'histoire du marché intégré : l'introduction d'un mécanisme de couplage de marché basé sur les capacités de transport dans une partie de la région CW était un premier pas essentiel puisque ce mécanisme a instauré le lien étroit nécessaire du prix de l'énergie et des services de transport. Toutefois, par sa nature, cette étape reste limitée en raison des services de transport inappropriés qu'elle implique. La proposition de FBMC porte sur la mise en place de services de transport plus appropriés. Comme nous y sommes désormais habitués avec la réforme du secteur de l'électricité, le résultat final dépendra néanmoins des détails de la mise en œuvre. La situation actuelle est particulièrement délicate puisque l'avènement prochain de l'énergie éolienne peut sensiblement exacerber les conséquences d'une mise en œuvre inadaptée du FBMC ou pire encore, d'un statu quo. La section 4 présente le matériel technique nécessaire au développement de cet argument. L'on peut y découvrir les principales caractéristiques du modèle « flowgates » qui sous-tend la proposition de FBMC. Cette section met en exergue la distinction entre le coefficient d'influencement (« Power Transmission Distribution Factor » ou PTFD) de nœud à ligne du modèle « flowgate » original et le PTFD de zone à ligne de la proposition de FBMC actuelle : on y explique que les PTFD de zone à ligne requièrent d'importantes hypothèses relatives au schéma d'injection et de prélèvements dans la zone. La section 5 se penche sur les « infrastructures critiques » qui constituent une autre caractéristique clé de la proposition de FBMC. On peut y lire deux messages : d'une part, les infrastructures critiques permettent de mieux identifier les causes réelles des limitations des échanges transfrontaliers et de modérer ces limitations et d'autre part, le modèle zonal du réseau peut neutraliser ce progrès potentiel. Le reste du rapport fait le point sur cette discussion et explique l'utilisation du FBMC pour construire une plate-forme d'échange qui couvre les différentes étapes du temps réel au J-1. Nous présentons la dimension spatiale de la plate-forme à la section 6 et expliquons que les services de transport introduits dans le FBMC représentent mieux les possibilités réelles de l'infrastructure, mais sont affectés par la représentation zonale du réseau. La section 7 traite de la dimension temporelle de la plate-forme d'échange et commence par faire remarquer que toutes les considérations émises à ce stade du rapport s'appliquent que l'on pratique des échanges en J-1, infra-journaliers ou en temps réel. Cette remarque implique que le FBMC peut offrir un système qui permet des échanges allant de J-1 au temps réel. Dans le même ordre d'idée, le double thème du rapport, à

savoir le progrès potentiel permis par le FBMC et les dommages potentiels résultant de la représentation zonale, s'applique à tous les stades des échanges. D'autres remarques sont toutefois aussi à l'ordre du jour : (i) les difficultés créées par le système zonal dans le marché J-1 sont exacerbées lorsque l'on passe au temps réel ; (ii) la séparation entre les bourses et les GRT qui caractérise l'organisation européenne est probablement un nouvel handicap, du moins si on le compare à l'ISO/RTO intégré qui gère avec succès les marchés réformés exploités selon l'architecture SMD aux Etats-Unis ; (iii) il n'y a aucune bonne raison de modifier l'organisation des marchés et en particulier les rôles respectifs des bourses et des GRT lorsque l'on passe du J-1 au temps réel. Cette discussion constitue les fondements très long (il faut bien l'admettre) du reste du rapport au cours duquel nous examinons successivement le rôle du FBMC dans les échanges J-1, en temps réel et infra-journaliers. Nous approfondirons les échanges J-1 à la section 8. Les marchés OPC et boursiers constituent les deux composantes majeures des échanges. Les bourses, en collaboration avec les GRT, organisent le couplage de marché dans le FBMC. Cette opération implique un problème de maximisation du surplus des consommateurs et des producteurs (« Consumer and Producer Surplus Maximisation » ou CPSM) : nous affirmons que ce problème est affecté par deux difficultés : la première est inhérente au système zonal et peut être éliminée en recourant à un modèle nodal, tandis que la seconde résulte de l'échange d'ordres en bloc et est inhérente aux contraintes des machines. Nous discutons ces deux questions à la section 8. Nous préparons l'extension de ces considérations aux échanges en temps réel et infra-journaliers à la section 9. La section 10 recadre la discussion de la plate-forme d'échange en fonction du marché en temps réel. La section 11 fait de même avec l'ajustement. La conclusion de ces deux sections est que, si ce n'est le problème persistant des zones, le FBMC pourrait convenir aux deux types d'échanges. Une brève section 12 résume les principaux points couverts à ce stade. La section 13 aborde brièvement les contraintes imposées par l'énergie éolienne sur le système d'échanges. Le message est que des sources intermittentes justifient le développement du FBMC dans deux directions : il devrait être plus sophistiqué sur le plan spatial et couvrir les différents stades des échanges. La dernière section donne quelques indications sur la construction de zones dans l'éventualité où l'on souhaiterait abandonner le principe « un pays une zone » qui sous-tend la proposition de FBMC actuelle. Des conclusions viennent ponctuer ce rapport.

2. LE MARCHÉ CENTRE-OUEST DANS SON CONTEXTE

De nombreux réseaux électriques réformés n'ont pas adopté le paradigme SMD. Ce concept de marché est un produit américain, bien qu'il s'agisse de la seule norme existante en matière d'architecture de marchés électriques. Les autres marchés ont leurs caractéristiques idiosyncratiques qui compliquent la comparaison. La réforme du secteur européen de l'électricité est un exemple typique puisque l'ensemble des Etats membres ont une approche différente de la conception de leur marché. Cette diversité a entravé la construction du marché intérieur de l'électricité et a débouché sur la conclusion que l'on devrait d'abord tenter d'intégrer les marchés nationaux sur une base régionale. C'est ainsi qu'est née l'Initiative régionale (ERGEG 2007, 2008). Nous nous concentrerons sur un de ces marchés régionaux, à savoir le marché Centre-Ouest (CWE), qui se compose des trois pays du Benelux, plus la France et l'Allemagne. Outre le fait qu'ils permettent des transactions bilatérales, quatre de ces cinq pays CWE possèdent également un marché J-1 organisé. Ces systèmes développent aujourd'hui des échanges infra-journaliers, mais aucun ne prévoit un marché en temps réel, encore moins un marché en temps réel intégré. Un mécanisme d'ajustement transfrontalier est toutefois prévu après la mise en œuvre de l'infra-journalier transfrontalier en 2009-2010. La priorité a donc été donnée à l'intégration des marchés en J-1, puisqu'ils sont les seuls à être exploités à grande échelle aujourd'hui. C'est la teneur de la proposition de couplage de marché « flow-based » (FBMC).

2.1. Le premier pas en avant : l'adoption d'enchères implicites

Trois marchés en J-1 de la région CWE, à savoir ceux de la Belgique, de la France et des Pays-Bas, sont couplés depuis novembre 2006 par le biais de ce que nous appellerons un couplage de marché basé sur la capacité de transport (« Transmission Capacity based Market Coupling » ou TCMC). Le TCMC n'équivaut pas à une intégration complète des trois marchés, mais il permet de progresser dans cette direction. Nous n'aborderons pas ici les questions (importantes) de manque d'harmonisation entre les heures d'ouverture et de clôture des différents marchés nationaux. Ces questions ne requièrent pas de discussion méthodologique particulière, même s'il est évident qu'elles devront être traitées comme il se doit afin d'améliorer l'intégration (Frontier Economics 2007). Information plus pertinente dans le cadre de ce rapport, le TCMC diffère de l'intégration totale des marchés par son traitement du réseau. L'accès au réseau a été discuté en Europe depuis la création du Forum de la Régulation de Florence et il fait toujours l'objet de discussions au sein de la région CWE. Le couplage actuel des marchés

belge, néerlandais et français (le marché trilatéral) était un pas positif mais limité dans la bonne direction. Il anticipe le FBMC et sa discussion peut donc aider à expliquer les enjeux.

Le marché trilatéral repose sur une représentation des possibilités d'échanges transfrontaliers en termes de capacités de transport (CT). C'est ce qui est représenté à la Figure 2.

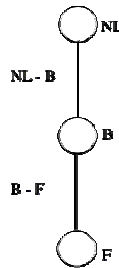


Figure 2 : Le réseau du marché trilatéral

Chaque marché national (ou plutôt chaque bourse nationale) est modélisé comme un nœud et les nœuds sont connectés par des liens pourvus d'une capacité d'échange, également appelés interconnexions ou interconnecteurs. Les interconnecteurs du marché trilatéral sont entièrement caractérisés par leur capacité de transport (CT). Les CT imposent des limites au flux d'énergie transitant par les interconnecteurs. Parfois, nous désignerons la vision illustrée à la figure 2 comme la description en plaque de cuivre du marché : chaque nœud est vu comme une zone présentant une congestion interne négligeable (la plaque de cuivre) ; ces zones sont reliées par des capacités de transport limitées. Cette représentation est intuitive et pratique, mais elle ne correspond pas au modèle de réseau qu'un GRT utiliserait si les trois réseaux étaient entièrement intégrés en un marché unique. C'est aussi un modèle qui sera difficile à conserver une fois que l'Allemagne aura été couplée début 2009 (comme prévu) au Benelux et à la France. En fait, nous expliquerons que la poursuite de la construction du marché intérieur européen de l'électricité est partiellement conditionnée par l'abandon de la description du marché basé sur des plaques de cuivre. Cette affirmation doit être prise dans son sens positif. Même si le TCMC et sa vision à plaques de cuivre sous-jacente du marché sont très loin de permettre une intégration complète du marché, ils offrent des avancées conceptuelles et pratiques significatives par rapport à d'autres réseaux européens continentaux dans notre discussion actuelle. Une étape supplémentaire est toutefois requise pour progresser.

Le TCMC se compose essentiellement d'un algorithme qui itère entre les trois bourses individuelles nationales. L'algorithme tient compte des « capacités de transport » entre les réseaux et itère jusqu'à ce que le marché de l'énergie et celui des CT se fixent. Ce faisant, le

TCMC trouve simultanément les prix de l'énergie et de la capacité de transport. Nous avons expliqué dans l'introduction que l'énergie et le transport sont intimement liés en temps réel. L'argument du non-arbitrage en finance suggère que la relation qui existe en temps réel doit également s'appliquer au marché J-1. Le TCMC reconnaît cette relation directe lorsqu'il calcule simultanément les prix de l'énergie et du transport en J-1. Le TCMC applique ce que l'on désigne en jargon européen comme une enchère implicite. Le recours aux enchères implicites dans la mise en œuvre du couplage de marché est une étape positive logique dans l'intégration de marchés nationaux. Une convergence rapide des prix dans les trois marchés et une meilleure utilisation des « interconnecteurs » en ont été le résultat pratique immédiat.

2.2. Le deuxième pas en avant : l'abandon des capacités de transport ?

Quels que soient ses mérites, le TCMC est basé sur une représentation du réseau qu'un GRT n'utiliserait jamais s'il exploitait un réseau électrique intégré couvrant la Belgique, la France et les Pays-Bas. En effet, les CT constituent une très mauvaise représentation du réseau que les GRT sont supposés exploiter de la meilleure manière possible. L'expérience de l'Ordre 888 du FERC aux Etats-Unis démontre que l'accès aux « capacités de transport » ne suffit pas pour améliorer la concurrence entre réseaux. L'expérience de l'Ordre 2000 nous offre aussi un contre-exemple : Il faut abandonner les capacités de transport et confier aux gestionnaires de réseaux, quelle que soit leur forme, la mission d'organiser un marché de droits de transport qui corresponde mieux aux réalités du réseau, tout en pratiquant toujours la fixation avec le marché de l'énergie. La différence entre les deux approches est donc une question de produits de transport échangés : les capacités de transport ne sont pas des produits de transport appropriés.

Le couplage de marché « flow-based » (FBMC) instaure des produits de transport plus appropriés. Nous avons expliqué dans l'introduction que le transport d'électricité est soumis à diverses contraintes. Le modèle « flow-based » qui sous-tend le FBMC offre une représentation raisonnable de ces contraintes. Les lois de la physique impliquent qu'un réseau maillé est un système unique où des actions en certains endroits ont une incidence sur le reste du réseau. Cette incidence peut être décrite à l'aide de coefficients de sensibilité (les coefficients d'influencement ou PTDF) que nous discuterons en détail dans la suite du rapport. Le TCMC omet cette incidence dans le cadre la fixation du marché, tandis que le FBMC en tient pleinement compte. L'existence de cette incidence invalide la représentation du réseau tel que représenté à la figure 2 où les réseaux nationaux sont des plaques de cuivre (zones non

congestionnées) reliées par des interconnexions pouvant être utilisées indépendamment l'une de l'autre (par ex. un flux sur Pays-Bas – Belgique n'a aucune incidence sur le flux Belgique – France). L'abandon des CT et l'adoption d'une représentation « flow-based » du réseau (PTDF et capacités de ligne) sont donc essentielles pour une meilleure représentation du réseau et partant, aussi pour un meilleur accès et une meilleure tarification des ressources du réseau. C'est pourquoi nous allons nous attarder longuement sur la construction et l'utilisation des PTDF. La représentation « flow-based » du réseau par le biais de PTDF s'écarte aussi de la vision sous-jacente, erronée sur le plan de la physique, selon laquelle les échanges transfrontaliers sont une question de capacités de transport transfrontalières. L'introduction du FBMC après la création des enchères implicites est donc un deuxième pas dans la bonne direction, qui pourrait se révéler important.

Si la construction du marché intérieur de l'électricité peut profiter de ces deux évolutions positives, nous allons également voir qu'elle peut être mise en péril par la construction particulière des PTDF adoptée dans la proposition de FBMC actuelle. Nous venons d'expliquer que le FBMC abandonne la vision de réseaux nationaux reliés par des interconnecteurs limités. Nous expliquerons ensuite que sa mise en œuvre particulière conserve la vision de réseaux nationaux, même si elle modifie le lien entre eux. En effet, le FBMC considère un réseau national comme une zone échangeant de l'électricité avec ses voisins à un prix national unique. En utilisant quatre zones tarifaires correspondant aux quatre bourses existantes, la mise en œuvre proposée du FBMC réintroduit au niveau des échanges le modèle zonal du réseau électrique dont il était parvenu à se défaire au niveau physique par l'introduction de PTDF nœud à ligne. Il le fait au détriment d'hypothèses majeures qui pourraient au final rendre le FBMC excessivement difficile voire impossible à mettre en œuvre.

2.3. Divers

Le FBMC apparaît en mode mineur dans des documents traitant des échanges infra-journaliers (Cegedel et al., sans date), mais reste absent des discussions sur l'ajustement. L'expérience du SMD suggère que les différents stades des transactions sont liés et devraient reposer sur des descriptions similaires du réseau. De même, le raisonnement financier suggère que l'adoption d'organisations différentes pour des échanges à différents stades sont susceptibles de créer des arbitrages qui sont des artéfacts de la plate-forme d'échanges, mais ne correspondent pas aux réalités économiques. Il est donc pertinent de s'interroger sur l'extension du FBMC aux autres stades des échanges en vue d'éliminer ces arbitrages artificiels.

Enfin, le FBMC de même que le TCMC rencontrent des difficultés à traiter les ordres en bloc. Ce problème général fait partie de la proposition de FBMC sans y être spécifique. Il est abordé à la Section 8.4.

2.4. Synthèse de la recommandation

La discussion ci-dessus esquisse le contenu du présent rapport. Nous commençons par nous concentrer sur l'introduction du FBMC en J-1. Nous affirmons qu'il s'agit d'une étape majeure et justifiée parce qu'elle établit une relation étroite entre les prix de l'énergie et du transport en faisant appel à une représentation appropriée du réseau. Des difficultés apparaissent lors de la mise en œuvre de ce principe. La description « flow-based » du réseau est sujette à des simplifications douteuses. L'une d'entre elles consiste à adopter une définition grossière du réseau qui serait fait de zones et de lignes d'interconnexion. Cette vision du réseau apparaît comme une simplification, mais peut en réalité gravement compliquer le problème. En assimilant les zones à des pays, même pour de grands réseaux comme la France et l'Allemagne, la proposition de FBMC adopte la version la plus extrême de ces simplifications douteuses. C'est pourquoi nous recommandons la mise en œuvre du FBMC pour le marché J-1 de la région CW, mais sans recours à des simplifications illusives.

La deuxième recommandation consiste à étendre le FBMC aux échanges infra-journaliers. Nous affirmons que les outils utilisés pour le marché en J-1 peuvent s'appliquer tels quels aux échanges infra-journaliers si la description du réseau est suffisamment détaillée. L'organisation des échanges infra-journaliers est encore plus simple que celle du marché J-1, même si elle implique des activités de communication supplémentaires. L'application du FBMC aux échanges infra-journaliers impliquera aussi une révision de certaines idées sur le prix du transport en infra-journalier.

La recommandation suivante est probablement plus controversée. Le FBMC devrait aussi s'appliquer au temps réel afin de construire un marché en temps réel intégré qui se substituerait au système d'ajustement actuel. A nouveau, le mécanisme utilisé pour les échanges J-1 et infra-journaliers peut être utilisé tel quel pour la compensation du marché en temps réel.

Nous estimons qu'il est urgent d'adopter ces mesures. La politique européenne met fortement l'accent sur la pénétration des énergies renouvelables, dont une fraction importante sera investie dans l'éolien. En raison de son caractère intermittent, la pénétration de l'énergie éolienne va taxer les ressources du réseau, qui devront par conséquent être gérées avec une grande

efficacité. Un bon FBMC, basé sur une description détaillée du réseau ainsi qu'une plate-forme unique permettant d'échanger de l'énergie en J-1 lorsque les prévisions de vent sont mauvaises et près du temps réel lorsqu'elles sont favorables, peut considérablement contribuer à cette entreprise.

Enfin, nous abordons brièvement la question de la définition des zones dans la description « flow-based » du réseau. Ce point est justifié par notre affirmation précédente selon laquelle la version proposée du FBMC est sujette à des difficultés : le FBMC est un concept approprié, dont la mise en œuvre peut être faussée par des simplifications inappropriées. L'on sait peu de choses sur la définition de zones puisque la plupart des systèmes ayant adopté une approche « flow-based » dans des réseaux hautement maillés ont finalement opté pour l'approche plus draconienne consistant à passer à un système nodal où le réseau est représenté par ses nœuds et lignes. Examinons brièvement les éléments connus.

3. LE RAISONNEMENT DERRIÈRE LE COUPLAGE DE MARCHÉ « FLOW-BASED »

La segmentation spatiale du réseau, que ce soit au niveau de l'infrastructure ou des opérations, limite actuellement l'intégration du marché européen de l'énergie. L'intégration du marché nécessite une plate-forme d'échange où des agents peuvent échanger dans le temps et dans l'espace sur une base cohérente. Le Règlement 1228/2003 introduit la capacité de transport (CT) comme concept habilitant cette plate-forme. D'après cette vision des choses, le réseau énergétique ou une partie de celui-ci comme la région CWE, se compose d'une série de pays séparés par des interconnexions d'une capacité de transport donnée. C'est la vision des plaques de cuivre : les échanges transfrontaliers sont limités par la congestion de ces interconnexions qui survient lorsqu'elles sont saturées ou en d'autres mots, lorsque le flux à l'interconnecteur atteint sa CT. Le Règlement 1228/2003 ne couvre pas la congestion au sein des frontières nationales. Le GRT national est en charge de ce point. Hormis à l'article 1.7 des lignes directrices relatives à la gestion de la congestion qui obligent le GRT à tenir compte de l'impact des mesures venant remédier à la congestion nationale sur les réseaux voisins, la congestion nationale est un problème inexistant pour le Règlement 1228/2003.

3.1. Un premier pas positif mais limité : le TCMC

Les ressources de réseau doivent être allouées dans le cadre de transactions. Dans un premier temps, les parties prenantes ont introduit les enchères explicites comme une méthode « basée sur le marché » recommandée pour l'allocation des CT. Les enchères explicites admettaient que le transport sur des infrastructures existantes est un service qui devrait avoir un prix de marché. L'introduction des enchères explicites a créé un marché spécifique pour les CT dont la compensation est distincte de l'électricité. La reconnaissance du fait que les CT ont un prix a été une évolution utile, mais la création d'enchères implicites en vue de déterminer simultanément le prix de l'énergie et des services de capacité de transport a constitué un réel progrès. Le résultat a été le couplage basé sur la CT des marchés de l'électricité belge, néerlandais et français. Même s'il est relativement simple par rapport à l'architecture SMD de pointe, ce couplage signifiait d'ores et déjà un pas important vers l'intégration de ces trois marchés. Il convient de noter que ces progrès conceptuels et pratiques ne sont pas encore intervenus aux niveaux de l'infra-journalier et de l'ajustement : il n'existe pas de prix infra-journalier ou en temps réel pour les capacités de transport.

Malgré les progrès enregistrés avec le TCMC, il est aujourd'hui admis que les capacités de transport offrent une représentation inadaptée du réseau qui limite les possibilités d'échanges. Les TC présentent aussi d'étranges propriétés : par exemple, il n'y a aucune garantie que des transactions qui cadrent dans les CT à chaque frontière sont globalement compatibles avec les capacités de réseau. Le résultat est qu'un droit d'utiliser des CT ne garantit pas la sécurité physique et financière de la transaction transfrontalière. Par conséquent, les GRT sont incités à déclarer des CT artificiellement basses afin de se prémunir contre le fait de devoir interrompre des transactions. Les GRT avaient admis très rapidement que la représentation du réseau par le biais des CT est inadéquate. Tandis que plusieurs documents d'ETSO mettaient un soin tout particulier à définir les CT, d'autres élaboraient sur les très étranges propriétés des capacités de transport et expliquaient qu'il fallait être très prudent en les utilisant. Les GRT n'ont pas expliqué les implications de cette prudence. A la place, ils ont introduit une description « flow-based » (FB) alternative des réseaux en avril 2001, c'est-à-dire lorsque le règlement 1228/2003 venait d'être proposé et bien avant qu'il n'entre en vigueur. Plusieurs rapports publiés ultérieurement par ETSO décrivaient l'organisation chaotique des échanges transfrontaliers qui avait progressivement émané de l'allocation des CT que ce soit suivant des méthodes basées sur le marché ou non. Parallèlement, la littérature américaine a discuté en long et en large des sujets similaires et a mis à nu la relation étroite qui existait entre les CT et l'infortuné « chemin

contractuel » qui régissait les transactions électriques des deux côtés de l'Atlantique. Les attitudes ont été en de nombreux points similaires en Europe et en Amérique du Nord : Alors qu'il était généralement admis que la notion de CT est imparfaite, l'adoption d'un autre concept a suscité une résistance considérable, du moins jusqu'à ce que l'expérience couronnée de succès de PJM ne montre la voie à suivre.

Il ne sert pas à grand-chose de s'attarder longuement sur l'erreur qui consiste à tenter de construire un marché de l'électricité concurrentiel sur la base des CT, si ce n'est pour rappeler une fois de plus que le problème découle de l'échange de services de transport inappropriés qui ne représentent pas les possibilités réelles du réseau. L'implication est que le progrès peut uniquement venir de l'introduction de services de transport mieux appropriés. Ce point sera développé dans le reste de ce rapport. Sa discussion peut être initiée comme suit. Comme illustré à la figure 2, la description du réseau en fonction des capacités de transport repose, entre autres choses, sur une double agrégation : les nœuds sont regroupés en zones et les lignes sont assemblées en interconnecteurs. Le problème est que, à l'exception du cas particulier des réseaux radiaux, nous ignorons comment agréger des nœuds et lignes électriques d'une manière qui préserve raisonnablement les propriétés originales du réseau dans un dispatch optimal. Nous savons que cette agrégation n'est pas possible en théorie et nous devrions en évaluer les erreurs dans la pratique. En raison de ces difficultés, les GRT (i) restreignent les échanges ex ante et (ii) restent incapable de sécuriser ex post les transactions qu'ils ont acceptées ex ante. L'on pourrait aussi ajouter que cette organisation envoie des incitants contradictoires aux GRT : ils ne peuvent pas maximiser la CT comme requis par le Règlement 1228/2003, sans accroître en même temps le risque de devoir réduire des transactions et de recevoir des amendes. Les GRT rationnels qui exploitent dans le cadre d'un régime de CT vont donc restreindre les CT. La pénétration éolienne et l'intermittence de la production qui en découle renforceront ces problèmes à l'avenir. Nous considérons donc comme acquis qu'un système électrique concurrentiel dans un réseau fortement maillé comme celui de la région CWE doit être construit sur autre chose que les CT.

3.2. Un deuxième pas : le FBMC ?

La représentation CT du réseau repose sur une agrégation des nœuds et des lignes. Le FBMC proposé n'agrège plus les lignes et partant, offre une meilleure représentation du réseau. Le FBMC conserve toutefois l'agrégation des nœuds en zones. Négligeons, pour l'instant, les éventuelles difficultés créées par cette dernière agrégation et rappelons suite à la discussion

précédente que le TCMC améliore les concepts antérieurs en passant des enchères explicites aux enchères implicites de l'infrastructure. Nous souhaitons conserver cette avancée dans le FBMC et procéder à des enchères implicites des services de réseau offerts par la représentation « flow-based » du réseau. C'est précisément ce que la proposition de FBMC actuelle fait. Elle offre deux avancées en ce qui concerne les enchères explicites de CT susceptibles d'améliorer le fonctionnement du marché : elle conserve les enchères implicites qu'elle applique aux lignes individuelles. Ce principe constitue une amélioration par rapport aux CT, mais ne résout pas tous les problèmes : le FBMC repose toujours sur une agrégation de nœuds par zones, un processus que nous ne maîtrisons pas vraiment bien. Nous verrons qu'une agrégation de nœuds inappropriée dans le FBMC peut sérieusement dégrader voire complètement détruire le progrès potentiel ! Nous verrons aussi que la pénétration de l'énergie éolienne rendra cette possibilité de plus en plus cruciale à l'avenir. L'agrégation nodale (et inutile de le dire, une combinaison d'agrégation de nœuds et de lignes) combinée à une pénétration accrue de l'éolien inciteront en effet les GRT à limiter davantage les échanges transfrontaliers afin de garantir la sécurité du réseau. Une pénétration accrue de l'énergie éolienne impliquant une réduction des échanges transfrontaliers n'est pas un objectif acceptable de la politique européenne ! Nous allons décrire ces points plus en détail ci-après : nous nous concentrerons sur le potentiel offert par le FBMC, tant pour les échanges en J-1 et autres, et discuterons comment une agrégation impropre des nœuds en zones peut réduire ce potentiel à néant. Le rapport ne fait pas référence aux CT sauf dans un souci de clarification de la discussion. De même, le rapport ne mentionne pas les enchères explicites, puisqu'elles ne sont pas nécessaires à la discussion du FBMC.

4. LA RÉALITÉ PHYSIQUE SOUS-TENDANT LE FBMC : LES « FLOWGATE »

Un réseau énergétique peut être vu comme un ensemble de nœuds reliés par des lignes électriques. L'injection et le prélèvement d'énergie ont lieu aux nœuds et l'énergie transite donc sur les lignes. Des propriétés physiques connues comme les lois de Kirchhoff établissent un rapport entre les injections, les prélèvements et les flux sur les lignes. La première loi de Kirchhoff établit un simple phénomène de conservation : la somme de tous les flux entrants et sortants d'un nœud est égale à zéro. Cette loi est bien comprise et son interprétation ne donne lieu à aucune controverse. La seconde loi de Kirchhoff est communément connue comme la loi des mailles. L'énergie se répartie sur les différentes lignes du réseau afin de minimiser la

résistance qu'elle rencontre. Cette seconde loi est une source de difficultés en ce qui concerne la réforme du secteur de l'électricité.

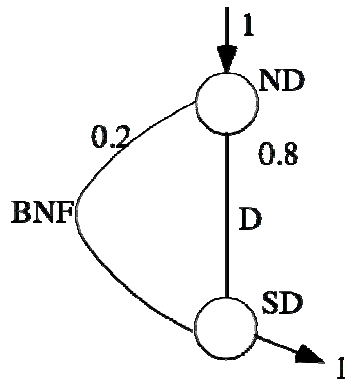


Figure 3 : L'illustration de la seconde loi de Kirchhoff

L'implication de la seconde loi de Kirchhoff est illustrée à la figure 3. Supposons une série de générateurs situés au nœud ND et un important centre de distribution situé au nœud SD. Supposons que deux lignes BNF et D relie les nœuds ND et SD. Supposons que la ligne BNF offre quatre fois plus de résistance à l'énergie que D. Le flux de A à B se répartit alors sur les deux lignes de telle manière que le flux sur D soit quatre fois plus important que celui sur BNF. Les lois de Kirchhoff sont exprimées en mathématiques par les équations d'écoulement des charges. En gros, la résistance est remplacée par l'impédance. L'énergie se décompose en ses composantes « actives » et « réactives », la première étant consommée directement et la seconde étant nécessaire pour assurer le transport d'énergie active par le contrôle de la tension. L'énergie active est celle à laquelle nous sommes habitués. Par contre, l'énergie réactive est plus difficile à interpréter et est communément, mais aucunement toujours (cf. FERC 2005), absente des discussions sur la réforme du secteur énergétique. Il est en effet courant de limiter la discussion à une approximation linéaire des relations décrivant le flux d'énergie active. Cette approximation est appelé approximation écoulement des charges en courant continu CC. Elle relève d'une représentation du réseau à travers des coefficients appelés coefficients d'influençement (« Power Transmission Distribution Factors » ou PTDF). La proposition de FBCM adopte la représentation par PTDF. Nous illustrons son principe à la figure 4 (extraite de Chao et Peck 1998).

4.1. Le PTDF de nœud à ligne comme description du réseau

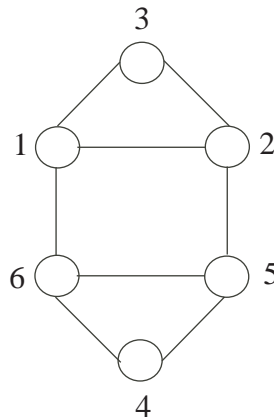


Figure 4 :

La figure 4 représente un réseau composé de six nœuds et 8 lignes. Les trois nœuds les plus au nord (1, 2, 3) appartiennent à une zone nord ou zone I, les trois autres (4, 5, 6) appartiennent à une zone sud ou zone II. Les lignes 1-6 et 2-5 interconnectent les zones nord et sud. Les lignes sont caractérisées par l'« admittance » (l'inverse de l'impédance) dont les valeurs sont insérées comme données dans les équations des flux de charge. De façon spécifique, l'exemple de Chao et Peck suppose que toutes les lignes ont une admittance unitaire (dans l'approximation des flux de charge CC) sauf pour les deux lignes de jonction 1-6 et 2-5 reliant les zones nord et sud dont l'admittance est 2. L'approximation écoulement des charges CC ne tient pas compte de l'énergie réactive et linéarise les relations non linéaires décrivant le flux d'énergie active autour des valeurs qui devraient s'appliquer pendant la période de temps pertinente (par ex. 10 heures demain). Ces relations linéaires sont donc valables pour les flux qui ne s'écartent pas trop de ces valeurs prévues. Cette linéarisation équivaut aussi à négliger les pertes.

Considérons une série d'injections et de prélèvements dans ce réseau sans perte. Nous choisissons un nœud particulier (nœud 6) que nous désignons comme le « hub » ou nœud bilan. Les flux sur les lignes tels que déterminés par l'approximation des écoulements de charge CC présentent les propriétés suivantes :

- (i) Ils sont additifs en ce sens que le flux sur une certaine ligne (par ex. ligne 1 à 6) est la somme des flux générés sur cette ligne par chaque injection ou prélèvement nodal(e).
- (ii) Le flux sur une ligne induit par une injection ou un prélèvement nodal(e) unitaire est déterminé par un coefficient (« Power Transmission Distribution Factor » ou PTDF) qui

dépend du nœud et de la ligne. Les PTFD d'injection et de prélèvement sont égaux en valeur absolue mais ont un signe opposé.

Le tableau 1 reprend les valeurs des PTFD. Pour illustrer ces chiffres, prenez en considération l'élément dans la partie supérieure gauche du tableau (0,25 dans la cellule (1;L12)). Il est égal au flux sur la ligne 1-2 découlant d'une injection unitaire au nœud 1 avec un prélèvement intervenant sur le hub au nœud 6.

	L12	L23	L31	L16	L25	L45	L56	L64
1	0.25000	-0.12500	-0.12500	0.62500	0.37500	-0.12500	0.25000	-0.12500
2	-0.33333	0.16667	0.16667	0.50000	0.50000	-0.16667	0.33333	-0.16667
3	-0.04167	-0.47917	0.52083	0.56250	0.43750	-0.14583	0.29167	-0.14583
4	-0.04167	0.02083	0.02083	0.06250	-0.06250	0.35417	0.29167	0.64583
5	-0.08333	0.04167	0.04167	0.12500	-0.12500	-0.29167	0.58333	-0.29167

Table 1 : PTFD du réseau pris en exemple

La proposition de FBMC adopte une description du réseau en termes de PTFD. Comme discuté, le calcul de ces derniers repose sur certaines simplifications et leur utilisation pourrait dès lors nécessiter des ajustements a posteriori. L'approximation des écoulements de charge CC ne tient pas compte de l'énergie réactive et partant, ne permet d'en définir le prix. Cette opération est prise en charge dans une autre partie du concept de marché, à savoir par les services auxiliaires (voir FERC 2005 pour une discussion de la tarification de l'énergie réactive). De même, l'approximation des écoulements de charge CC ne tient pas compte des pertes, qui sont donc elles aussi traitées sur un marché distinct. La linéarisation des équations d'écoulements de charge non linéaires de l'énergie active est une autre simplification. Elle peut être traitée par un nouveau calcul des PTFD après un changement de flux important.

Cette représentation « flow-based » du réseau est connue dans la littérature américaine comme le modèle « flowgate » : chaque ligne est une « flowgate ». Les « flowgates » sont définis pour chaque paire de nœud (b) et ligne (l) : le PTFD du nœud b pour la ligne l donne le flux de la ligne l résultant d'une injection unitaire au nœud b et d'un prélèvement au nœud bilan/hub. Les capacités des lignes complètent la description du réseau, qui se compose dès lors de l'ensemble des PTFD de nœud à ligne et des capacités des lignes. Le modèle « flowgate » fournit une bonne représentation locale du réseau à condition que certaines conditions (angle de

phase) nécessaires à la linéarisation des équations d'écoulement des charges soient respectées. Ces conditions sont généralement respectées pour le réseau européen.

4.2. Une étape délicate : le passage des PTDF de nœud à ligne au PTDF de zone à ligne

La principale divergence entre le modèle « flowgate » original et la proposition de FBMC réside dans l'agrégation de nœuds en zones. En effet, la proposition de FBMC ne décrit pas le réseau en termes de nœuds et de lignes individuel(le)s. Elle agrège les nœuds en zones (par ex. les nœuds 1, 2 et 3 sont agrégés pour former la zone I) et remplace l'ensemble de PTDF de nœud à ligne (par ex. $PTDF_{1,1-6}$) par des PTDF de zone à ligne (par ex. $PTDF_{I,(1-6)}$). Par conséquent, un PTDF de zone à ligne exprime le flux incrémental dans la ligne induit par une injection unitaire supplémentaire dans la zone (le prélèvement a toujours lieu au nœud d'ajustement 6). Ce changement revient à passer de la description du réseau initial donné à la figure 4 à la version agrégée illustrée à la figure 5 : les lignes conservent leur caractère individuel mais les nœuds disparaissent dans les zones.

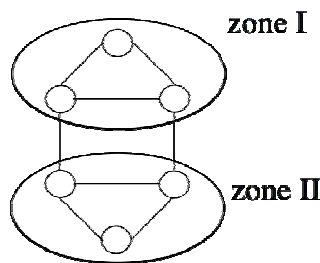


Figure 5 : La représentation FBMC du réseau

Veillez noter que la représentation du réseau basée sur les CT va au-delà de cette agrégation et envisage une représentation du réseau comme donnée à la figure 6 où les différentes lignes reliant les deux zones sont encore agrégées en un « flowgate » agrégé unique.

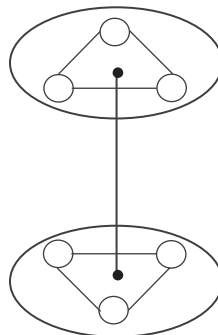


Figure 6 : La représentation CT du réseau

Il est bien connu qu'il est impossible de construire une représentation grossière du réseau qui correspond parfaitement au modèle physique où les nœuds et les lignes sont identifiés individuellement. Autrement dit, le réseau de la figure 5 ne sera jamais équivalent à celui de la figure 4 et le réseau de la figure 6 donnerait une description encore pire de la réalité. La construction d'un réseau agrégé raisonnable fait de toute évidence partie du problème de la mise en œuvre du FBMC. Nous reviendrons sur cette question à partir de la section suivante, mais sachez d'ores et déjà que la proposition de FBMC part du principe que les zones coïncident avec des pays : tous les nœuds d'un pays sont agrégés en une zone. La principale avancée de la proposition de FBMC actuelle par rapport au TCMC est donc qu'elle n'agrège pas les lignes et maintient une représentation explicite de la seconde loi de Kirchhoff grâce à l'utilisation des PTDF. Son principal revers est qu'elle agrège toujours les nœuds et ce faisant, remplace les PTDF de nœud à ligne par des PTDF de zone à ligne. La question pertinente est d'évaluer l'impact de l'agrégation nodale. Nous allons tenter d'y répondre maintenant.

4.3. Construire un PTDF de zone à ligne

Les propriétés de linéarité du modèle « flowgate » impliquent que le flux sur une certaine ligne provenant de l'injection globale incrémentale de 1 MW dans une zone est la somme, sur tous les nœuds de la zone, des flux induits par les injections incrémentales aux nœuds individuels de la zone. Il est évident que le résultat dépend de comment l'injection incrémentale de 1 MW se décompose en injections nodales dans cette zone. La proposition de FBMC désigne ces coefficients sous le terme de « Generation Shift Keys » (ci-après GSK en abrégé), mais ne s'attarde pas sur leur choix (voir Section 3.2.4.3 de la proposition). Elle se contente d'expliquer que le GRT sélectionne le GSK en fonction de son expérience ou de règles particulières. Nous illustrons cette approche à la figure 4 (extraite de Chao et Peck 1998). Nous interprétons les GSK en génération nette, c'est-à-dire après décompte des prélèvements. La discussion peut être aisément transposée au cas sans décompte.

Considérons l'injection et les prélèvements aux différents nœuds du réseau illustrés à la figure 4. Chao et Peck calculent un équilibre de concurrence parfait sur leur réseau et arrivent à des injections respectivement égales à 300 et 300 aux nœuds 1 et 2 et à un prélèvement de 200 au nœud 3. La zone nord (zone I) exporte par conséquent 400 à la zone sud (zone II). Supposons que ces injections correspondent aux observations utilisées par le GRT pour obtenir le GSK.

Elles sont alors égales à $\left(\frac{300}{400}, \frac{300}{400}, -\frac{200}{400}\right) = (0.75, 0.75, -0.5)$. En utilisant les PTDF de nœud à ligne donnés au tableau 1, l'on obtient un PTDF de la zone I à la ligne (1-6) égal à

$$PTDF_{I,(1-6)} = 0.75 \times 0.625 + 0.75 \times (0.500) - 0.5 \times 0.56250 = 0.5625.$$

Supposons une répartition différente de la production de 200 et 400 aux nœuds 1 et 2, toujours avec un prélèvement de 200 au nœud 3 (la zone I exporte toujours 400). Le GSK devient $(0.5, 1, -0.5)$, ce qui donne un PTDF de zone I à la ligne (1-6) égal à

$$PTDF_{I,(1-6)} = 0.5 \times (0.625) + 1 \times (0.50) - 0.5 \times 0.56250 = 0.53125.$$

Si l'on prend maintenant (200, 200, -200) comme schéma d'injection et de prélèvements (ce qui correspond à une exportation de 200), le GSK devient (1, 1, -1) et l'on obtient un PTDF de zone I à la ligne (1-6) égal à

$$PTDF_{I,(1-6)} = 1.0 \times (0.625) + 1 \times (0.50) - 1.0 \times 0.56250 = 0.5625.$$

L'on pourrait affirmer qu'une variation dans l'évaluation du $PTDF_{I,(1-6)}$ de 5 % en fonction du GSK n'est pas énorme. Pour l'heure, nous nous contenterons de conclure que les PTDF de zone à ligne ne sont plus des chiffres qui dépendent des seules caractéristiques physiques du réseau. Ils dépendent également des hypothèses relatives à l'allocation des flux dans la zone, c'est-à-dire sur les GSK. La proposition de FBMC ne dit pas grand-chose sur ces hypothèses. Nous reviendrons sur cette question en plusieurs endroits du rapport.

5. LA RÉALITÉ PHYSIQUE SOUS-TENDANT LE FBMC : LE PASSAGE DES LIGNES AUX INFRASTRUCTURES CRITIQUES

La sécurité des opérations du réseau était une préoccupation majeure à l'époque où le secteur était entièrement régulé. Son importance n'est pas moindre aujourd'hui et elle va probablement augmenter de façon draconienne en raison de la pénétration de sources intermittentes telles que l'énergie éolienne. Les critères N-1 et N-k sont des instruments standard permettant de garantir la sécurité du réseau : ces critères requièrent que le système survive à une série de défaillances sélectionnées ex ante, qu'il s'agisse de défaillances au niveau des lignes, des unités de production ou d'une combinaison des deux. Le modèle « flowgate » du réseau permet

une insertion immédiate de ces critères et partant, offre un moyen particulièrement attrayant de gérer la sécurité du réseau. A titre d'exemple, la figure 7 illustre deux états contingents du réseau qu'elle présente avec l'état normal du réseau. L'application du critère N-1 ou N-k dans l'approche « flow-based » nécessite de calculer les PTDF du système dans les différents états contingents.

5.1. Les PTDF dans les états contingents

Le calcul des PTDF dans les états contingents peut être réalisé que ce soit pour les PTDF de nœud à ligne ou de zone à ligne. Commençons par les PTDF de nœud à ligne. Le tableau 2 reprend les résultats pour les deux états contingents. Les résultats sont donnés respectivement en cas de déclenchement des lignes 1-6 et 2-5.

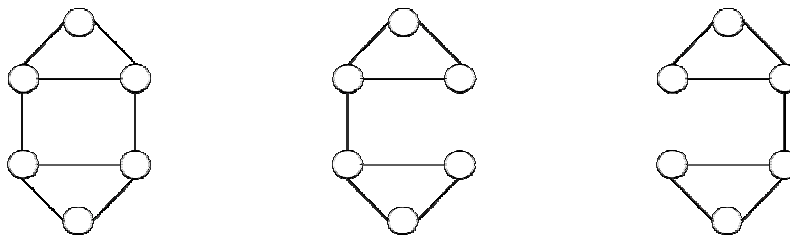


Figure 7 : Etat normal et états contingents

	L12	L23	L31	L25	L45	L56	L64
1	0.66667	-0.33333	-0.33333	1.00000	-0.33333	0.66667	-0.33333
2	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000	-0.33333	0.66667	-0.33333
3	0.33333	-0.66667	0.33333	1.00000	-0.33333	0.66667	-0.33333
4	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.33333	0.33333	-0.66667
5	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	-0.33333	0.66667	-0.33333

	L12	L23	L31	L16	L45	L56	L64
1	0.00000	0.00000	0.00000	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000
2	-0.66667	0.33333	0.33333	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000
3	-0.33333	-0.33333	0.66667	1.00000	0.00000	0.00000	0.00000

4	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.33333	0.33333	-0.66667
5	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	-0.33333	0.66667	-0.33333

Tableau 2 : PTDF de l'exemple dans les états contingents

Nous calculons maintenant les PTDF de zone à ligne lorsque la ligne (2-5) est en panne et reproduisons l'exercice ci-dessus avec une injection/des prélèvements égaux à (300, 300, -200) ou des GSK égaux à (0.75, 0.75, -0.5). Le PTDF de zone I à la ligne (1-6) est égal à

$$0.75 \times 1 + 0.75 \times 1 - 0.5 \times 1 = 1.0$$

Il est facile de vérifier que le résultat est identique lorsque les « Generation Shift Keys » sont de (0.5, 1, -0.5). L'on peut naturellement objecter que les injections et les prélèvements utilisés dans le calcul des GSK doit être adapté pour refléter les capacités du réseau en cas de défaillance. Particulièrement, le schéma (300, 300, -200) implique implicitement une exportation de 400, ce qui n'est pas faisable lorsque la ligne (2-5) est en panne et que les limites sur les lignes (1-6) et (2-5) sont de 200. Il est facile de vérifier qu'un schéma d'injection et de prélèvement (200, 200, -200), avec des GSK de (1, 1, -1), est faisable en termes d'exportations. Il donne aussi un PTDF de zone à ligne égal à

$$1.0 \times 1 + 1.0 \times 1 - 1.0 \times 1 = 1.$$

En fait, tous les schémas injection-prélèvement faisables qui saturent l'interconnexion restante d'une capacité de 200 donnent un PTDF de zone à ligne (1-6) égal à 1 dans ce cas.

5.2. Infrastructures critiques

Si l'on connaît les PTDF, que ce soit de nœud à ligne ou de zone à ligne, il est possible de simuler le flux transitant sur une ligne découlant d'un schéma d'injection et de consommation donné. Les relations pour y parvenir sont directement dérivées des propriétés de linéarité des PTDF. Elles sont citées dans la proposition de FBMC (voir Section 3.2.6) et ne nécessitent pas d'autres explications. Le flux sur chaque ligne est limité par la capacité de la ligne. Les relations basées sur les PTDF ainsi que les contraintes des lignes relatives aux flux dans les états « normal » et contingents du réseau déterminent le domaine faisable des injections et des prélèvements. Il est inutile de supposer que toutes les lignes pourraient être surchargées pour chaque contingence. C'est pourquoi la proposition de FBMC introduit la notion d'« infrastructures critiques ». Il s'agit d'équipements susceptibles d'être surchargés dans les

états normal et contingents. Si l'on suppose qu'il est possible d'identifier les infrastructures critiques et de calculer leurs PTDF à l'avance, il est possible de limiter l'ensemble des contraintes relatives aux flux et de réduire l'ampleur du problème pour qu'il soit mieux gérable. La proposition de FBMC laisse le soin aux GRT de déterminer les infrastructures qui sont « critiques » dans l'état normal et les contingences pertinentes. Les GRT sont certainement les mieux équipés pour déterminer ex ante (avant de résoudre le problème de compensation du marché) les lignes qui pourraient devenir critiques. Nous affirmerons toutefois qu'il est aussi raisonnable de prévoir un test qui vérifie ex post (après la résolution du problème de compensation du marché) la validité de ce choix ex ante.

5.3. Introduction d'un potentiel de progrès

La notion d'infrastructures critiques est un sous-produit direct du modèle « flow-based » du réseau. L'introduction d'infrastructures critiques peut induire une révision de tout le raisonnement sur les échanges transfrontaliers en Europe. En effet, la sagesse commune suppose que la congestion dans le réseau survient principalement à des interconnexions en déficit de capacité et que ces infrastructures limitées sont la cause physique de la limitation des échanges transfrontaliers. La jurisprudence des autorités européennes de la concurrence illustre ce point de vue : sauf pour les barrières au commerce qui ne sont pas liées à cette discussion, les autorités de la concurrence s'appuient essentiellement sur des capacités de transport insuffisantes aux interconnexions pour définir le marché géographiquement pertinent de l'électricité. L'expérience des réseaux électriques réformés nous apprend que cette vision des choses est trompeuse. La congestion survient également au sein des frontières domestiques où elle est souvent traitée par des échanges de compensation (redispatching). Parfois, elle est aussi gérée en limitant artificiellement les capacités de transport proposées, ce qui signifie que des capacités d'interconnexion limitées peuvent simplement exprimer des capacités domestiques limitées. Une étude récente menée à ETH Zürich et au sein du GRT suisse (Duthaler et al. 2008) confirme pour l'UCTE ce qui a pu être observé dans plusieurs autres réseaux : les congestions domestiques dans les états contingents sont les contraintes réelles sur le système et elles incitent les GRT à réduire artificiellement les capacités de transport. La ligne directrice en matière de gestion de la congestion imposée par le Règlement 1228/2003 semble être le seul document européen officiel qui reconnaît la possibilité de pratiques restrictives des GRT pour résoudre leurs problèmes domestiques et admet que les échanges

transfrontaliers ne sont pas une question de capacités d'interconnexion. L'inclusion d'infrastructures critiques susceptibles de couvrir les infrastructures domestiques est donc essentielle pour les progrès futurs. Le FBMC permet cette inclusion.

Afin de comprendre le rôle éventuel des infrastructures domestiques dans la limitation des échanges transfrontaliers, considérons l'exemple de la figure 4 et les contingences illustrées à la figure 7. L'observation de l'état normal suggère que les lignes 1-6 et 2-5 sont les seules infrastructures critiques. Un calcul avec les données réelles du réseau est nécessaire pour étayer cette affirmation. Facile à réaliser, ce calcul confirme que les lignes 1-6 et 2-5 sont congestionnées dans l'exemple à six nœuds de Chao et Peck où il n'y a aucune indisponibilité de ligne. Toutefois, le même calcul révèle aussi que d'autres lignes pourraient facilement devenir critiques. Les PTDF des nœuds 1 et 2 à la ligne (1-2) mentionnés dans le tableau 1 sont respectivement de 0,25 et -0,33 dans l'état normal. Le tableau 2 nous apprend qu'ils sont de plus ou moins 0,66 lorsque les lignes (1-6) ou (2-5) sont hors service. Le flux sur la ligne (1-2) provenant des injections en 1 ou 2 double donc lorsque les lignes (1-2) ou (2-5) sont en panne. La ligne (1-2) est donc en effet susceptible de devenir une infrastructure critique en raison de la nécessité de tenir compte de contingences. Ce constat sur la ligne (1-2) est le fruit d'un calcul ex ante réalisé en vue de garantir la sécurité du réseau. Il s'agira rarement d'une observation ex post du flux sur la ligne parce que cette ligne sera uniquement saturée dans le cas peu fréquent d'une contingence sur un des interconnecteurs. Toutefois, cette éventuelle saturation de la ligne (1-2) va probablement se refléter dans la CT entre les deux zones : limiter le flux sur l'interconnexion réduit les exportations totales des zones I et II et partant, le flux sur la ligne 1-2 pendant les contingences. Ceci réduit à son tour le risque de congestion sur cette ligne en cas de contingence, ce qui modère le problème de congestion domestique et réduit les coûts des échanges de compensation.

La pratique consistant à « déplacer » la congestion domestique à la frontière est en principe interdite par les lignes directrices obligatoires en annexe au Règlement 1228/2003. L'expérience révèle que cette pratique est une réalité même dans des réseaux dit transparents et efficaces comme Nordel. L'étude de Duthaler et al. (2008) que nous avons déjà citée confirme que la congestion domestique joue un rôle important dans la définition de la CT. La pratique est ancrée dans les changements des PTDF de lignes domestiques en raison de contingences, un phénomène que les GRT maîtrisent parfaitement, mais qui semble compliqué aux yeux des observateurs extérieurs. Le raisonnement qui amène à la conclusion que les capacités d'interconnexion limitent les possibilités des échanges transfrontaliers peut dès lors apparaître

comme intuitivement attrayant au premier abord. Toutefois, il peut se révéler entièrement erroné lorsque les GRT réduisent artificiellement les CT afin de supprimer des congestions potentielles sur des lignes domestiques dans des situations contingentes.

La représentation « flow-based » du réseau abandonne les capacités de transport et partant, restaure une vision correcte de la congestion sur des lignes individuelles. Une éventuelle congestion de la ligne (1-2) (si cette ligne a été déclarée comme étant une infrastructure critique) est désormais attribuée à la ligne (1-2) et pas à une capacité insuffisante de l'interconnecteur. De même, ce raisonnement constitue un grand pas en avant vers la correction de la vision trompeuse d'un réseau composé de plaques de cuivre nationales (infrastructure de faible impédance) connecté par de fins fils de cuivre (infrastructure d'impédance élevée). Le résultat est que toutes les lignes, domestiques ou transfrontalières, peuvent être congestionnées. Par conséquent, l'introduction d'infrastructures critiques complète une meilleure représentation du réseau par le biais de PTDF permettant une meilleure compréhension des restrictions imposées aux échanges transfrontaliers. Cette avancée significative devrait être modérée par un appel à la prudence : la proposition de FBMC laisse aux GRT la possibilité de manipuler les capacités de ligne en incluant l'effet d'actions correctrices dans leur calcul (section 3.2.2.1 « flux maximal admissible (F_{max}) » dans la proposition de FBMC). Cette affirmation opaque signifie que les capacités annoncées peuvent ne pas être les véritables capacités.

5.4. Limitation du potentiel de progrès ?

La description du réseau en zones extrêmes adoptée dans la proposition de FBMC est son premier revers majeur. Supposons, comme expliqué ci-dessus, que le GRT a estimé que la ligne domestique 1-2 dans la zone I est critique et a l'intention de la prendre en considération pour déterminer les injections et les prélèvements admissibles. Les nœuds 1 et 2 appartiennent à la même zone I qui ne distingue pas les PTDF des nœuds 1 ou 2 : la question est donc de savoir si la combinaison des nœuds 1 et 2 dans le même PTDF de zone à ligne peut fausser l'utilisation des infrastructures critiques en vue de construire le domaine des injections et prélèvements admissibles. Si c'est le cas, l'agrégation par zone réintroduirait une part de la représentation inappropriée du réseau qui caractérise les CT.

Pour le vérifier, nous calculons le $PTDF_{i,(1-6)}$ lorsque la ligne 2-5 est hors service, en utilisant les GSK dérivés des flux qui sont compatibles avec le reste des capacités d'exportation du réseau. Nous avons remarqué que (1.0, 1.0, -1.0) était un tel vecteur de GSK. L'on peut vérifier que (0.0,

2.0, -1.0) est aussi admissible en termes d'exportations. Le $PTDF_{I,(1-6)}$ correspondant donne les chiffres suivants :

$$(0.0, 2.0, -1.0): 0.0 \times 0.0 + 2.0 \times (-0.66667) - 1.0 \times (-0.33333) = -1.0$$

$$(1.0, 1.0, -1.0): 1.0 \times 0.0 + 1.0 \times (-0.66667) - 1.0 \times (-0.33333) = -0.333333$$

Ces PTDF diffèrent donc de 300 % en fonction des GSK utilisés. Ces différences impliquent des approximations divergentes du modèle d'écoulement des flux de charge. Elles ne sont pas le fruit de caractéristiques physiques de l'infrastructure, mais sont entièrement dues aux GSK (c'est-à-dire, à des hypothèses), utilisés pour construire les PTDF de zone à ligne dans les états contingents. D'aucuns pourraient rétorquer qu'il est plus difficile de sélectionner des GSK en cas d'indisponibilité de ligne que dans l'état normal : l'arbitraire des PTDF de zone à ligne sera donc plus grand dans les états contingents.

Un résultat plus intrigant peut être observé en comparant les PTDF de zone à ligne dans l'état normal et les états contingents. Nous conservons le vecteur GSK initial (0.75, 0.75, -0.5), qui est compatible avec des exportations de 400 de la zone I dans l'état normal, et nous utilisons le vecteur GSK (0.0, 2.0, -1.0) qui est compatible en termes d'exportations en cas de ligne 2-5 défaillante. Dans ces deux cas, l'on obtient :

$$\text{Défaillance sur la ligne 2-5 ; } (0.0, 2.0, -1.0) : 0.00 \times 0.0 + 2.0 \times (-0.66667) - 1.0 \times (-0.33333) = -1.0$$

$$\text{Etat normal : } (0.75, 0.75, -0.5) : 0.75 \times 0.25 + 0.75 \times (-0.33333) - 0.5 \times (-0.04167) = -0.04167$$

Le $PTDF_{I,(1-2)}$ est 25 fois plus élevé lorsque la ligne 2-5 est défaillante et que le vecteur GSK est (0.0, 2.0, -1.0). Au contraire, nous avons vu que la comparaison des PTDF de nœud à ligne révèle uniquement un doublement du $PTDF_{I,(1-2)}$ entre l'état normal et les états contingents. Il est évident qu'un PTDF 25 fois plus élevé sur une infrastructure critique domestique en cas de contingence augmente le risque que le GRT « trouve » une congestion et partant, réduise de façon draconienne l'ensemble d'injections et de prélèvements possibles dans la zone I pour des raisons de sécurité. Parce que les transactions domestiques peuvent d'ores et déjà requérir une fraction importante de la capacité de la ligne 1-2 si le $PTDF_{I,(1-2)}$ est de 1, elles ne laisseront aucune marge pour des transactions internationales si l'on souhaite garantir l'intégrité du réseau. Ce raisonnement attrayant est erroné toutefois : en réalité, un $PTDF_{I,(1-2)}$ de 1 est imaginaire et ne reflète pas ce qui se passe sur le réseau. Le PTDF de zone à ligne exprime la variation du flux sur la ligne lorsque des injections et des prélèvements évoluent

proportionnellement au vecteur GSK, en l'occurrence (0.0, 2.0, -1.0). Toutefois, les injections et les prélèvements n'évoluent jamais proportionnellement au GSK lors de la fixation (« clearing ») du marché. L'utilisation du GSK limite les échanges par rapport aux possibilités réelles du réseau. Nous en revenons ainsi à des limitations artificielles des échanges similaires à celles induites par les CT.

6. LA RÉALITÉ COMMERCIALE DU COUPLAGE DE MARCHÉ « FLOW-BASED » : LA PLATE-FORME D'ÉCHANGE

Le modèle « flowgate »/à infrastructures critiques du réseau peut être utilisé pour construire une plate-forme d'échange. La vision européenne distingue les échanges au sein d'une zone (échanges intrazone) et entre zones (échanges interzones). Une zone est un ensemble de nœuds où se situent des producteurs et des consommateurs. Les échanges intrazone se font entre les nœuds d'une même zone, tandis que les échanges interzones ont lieu entre des nœuds de différentes zones. Une bourse énergétique (PX) peut être en charge d'une ou plusieurs zones comme Nord Pool. Plus généralement, l'on pourrait imaginer que de grands pays comme la France ou l'Allemagne soient scindés en plusieurs zones pour des raisons de réseau, même s'il n'y aurait qu'une bourse par pays. Une bourse organise les échanges des marchés zonaux dont elle a la charge et détermine un prix zonal pour chacun. En d'autres termes, tous les nœuds d'une zone pratiquent le même prix zonal. En principe donc, une bourse pourrait compenser le marché à un prix différent dans chaque zone. Cette perspective est parfaitement justifiée sur le plan économique. Elle est d'ailleurs en place dans plusieurs régions d'Europe (par ex. Nord Pool et le marché italien), mais elle ne fait pas partie de la sagesse commune au sein de la région CWE aujourd'hui, même si certains sont prêts à l'accepter. Nous invoquerons une fois de plus le marché trilatéral actif entre la Belgique, la France et les Pays-Bas pour expliquer ces différentes idées.

6.1. Cas 1 : le TCMC et le FBMC sont identiques

Disons que la B, les NL et la F sont les zones du marché trilatéral (Figure 2). Le système est actif sur le réseau radial représenté à la figure 2. Disons que NL-B et B-F sont les lignes de ce réseau. Le réseau de la figure 2 est une simplification héroïque de la réalité, mais un support bien pratique pour la discussion : les capacités de transport entre les zones coïncident avec les

« flowgates » du réseau. Si l'on prend la F comme bus de déséquilibre, le PTF des « flowgates » NL-B et B-F est égal à 1. Le TCMC et le FBMC sont donc identiques.

Il existe actuellement une bourse dans chaque zone du marché trilatéral. L'on peut supposer qu'une zone par bourse simplifie la discussion, mais ce n'est absolument pas nécessaire. L'organisation actuelle du marché trilatéral est telle qu'une zone procède uniquement à des échanges par le biais d'une bourse unique (il pourrait y avoir plusieurs bourses en concurrence au sein d'une zone). Une bourse reçoit tous les ordres (offres et demandes) d'une zone. Si l'on suppose une part des exportations nettes (exportations moins les importations) de la zone, la bourse peut en principe compenser son marché intrazone (voir la discussion sur les ordres en bloc à la section 8.3 pour l'explication de « en principe ») au prix de la zone. Supposons que cela soit fait pour différentes hypothèses des exportations nettes. L'on obtient alors un prix zonal pour chaque exportation nette : cette situation s'apparente à une courbe de la demande exportations/importations nettes également appelée courbe d'exportations nettes (« Net Export Curve » ou NEC) qui relie le prix zonal aux exportations nettes de la zone. Supposons que la NEC des trois bourses soit connue. Le TCMC exploitant la B, la F et les NL compense le marché interzones en tenant compte de contraintes de CT. Cette opération détermine simultanément le prix de l'énergie et des CT et partant, revient à mettre implicitement aux enchères la CT. Les CT et les « flowgates » sont identiques dans le marché trilatéral parce que les PTF sont égaux à 1. Le TCMC trilatéral est donc aussi un FBMC trilatéral où l'on met implicitement aux enchères les capacités des infrastructures critiques. Ce constat n'est qu'un cas particulier d'une propriété plus générale : le TCMC et le FBMC sont identiques dès lors que le réseau est radial.

Avant de passer au cas d'un réseau maillé où le TCMC et le FBMC ne sont pas identiques, il est nécessaire de mentionner que le raisonnement ne requiert pas que toutes les transactions transitent par les bourses. Aujourd'hui, la plupart des échanges en Europe sont des transactions bilatérales conclues directement ou sur le marché OTC. Elles interviennent comme suit. Les transactions bilatérales intrazones contournent totalement la bourse. Les transactions en J-1 interzones passent par les bourses des zones pertinentes afin d'accéder au transport transfrontalier. Dans ces transactions, l'énergie est généralement offerte à un prix nul sur la bourse de la zone d'origine et vendue à un prix élevé (par ex. le « price cap ») sur la bourse de la zone d'arrivée. Lors de la compensation, la transaction bilatérale reçoit le prix de la zone d'origine de la bourse et paie le prix de la zone d'arrivée à l'autre bourse. La différence entre ces prix zonaux est le prix de transport entre les deux zones. Ce prix de transport est un résultat du

couplage de marché et est indépendant du prix de l'énergie convenu entre les partenaires de la transaction bilatérale. Les échanges par le biais de la bourse n'ont d'autre impact sur les transactions bilatérales que ce prix du transport.

6.2. Cas 2 : différence entre le TBMC et le FBMC

Penchons-nous maintenant sur le cas du réseau de la figure 4 où les PTDF ne sont plus égaux à 1 et partant, le TCMC et le FBMC ne sont pas équivalents. Une transaction interzones requiert désormais un ensemble de droits de transport sur des infrastructures critiques. L'on n'alloue plus des CT, mais des portefeuilles de droits de transport sur des capacités de ligne. Les PTDF des infrastructures critiques dans les différentes contingences déterminent la composition de ce portefeuille. Comme discuté précédemment, les valeurs de ces PTDF dépendent des GSK. Particulièrement, la quantité de droits de transport sur la ligne 1-6 requis par une transaction unitaire émanant du nœud 1 de la zone I et arrivant dans le hub est de 0,04 dans l'état normal lorsque les GSK sont (0.75, 0.75, -0.5) et 1.0 lorsque la ligne 2-5 est hors service et que les GSK sont (0.0, 2.0, -1.0). Par conséquent, la transaction va requérir 25 fois plus de droits de transport sur la ligne 1-2 dans l'état des contingences. Les chances que cette transaction obtienne un accès au réseau vont à coup sûr être réduites. C'est particulièrement vrai lorsque l'on accepte les transactions transfrontalières uniquement après s'être chargé des transactions domestiques comme suggéré par la discussion de la section 3.2.8 de la proposition de FBMC. Le point intéressant est que cette forte demande de droits de transport sur l'infrastructure critique 1-2 et partant, la limitation connexe de l'accès au réseau est artificielle en ce sens qu'elle ne résulte pas de considérations physiques. L'état contingent qui a mené à la multiplication par 25 de la demande pour l'accès n'aurait impliqué qu'une multiplication par 2 du PTDF si le FBMC avait été basé sur une description de nœud à ligne du réseau. La multiplication des droits de transport requis par un facteur 25 provient de l'utilisation des PTDF de zone à ligne et du choix des GSK.

L'exemple révèle que les demandes de droits de transport sur une infrastructure critique intrazone (la ligne 1-2 fait partie de la zone I) dépendent de l'état du réseau et peuvent être assez différentes. Cette situation s'explique par les propriétés physiques du réseau. L'exemple montre également que le recours aux PTDF de zone à ligne peut exacerber ces différences et partant, réduire de façon draconienne les transactions admissibles étant donné que les GRT doivent se préparer au pire scénario. Ni la physique ni l'économie ne justifient ces différences accrues. Une partie du résultat de ce calcul de pire scénario est artificielle. Il dépend des GSK

présupposés dans ces différents états du réseau. La pratique habituelle consiste à réduire la congestion intrazone par du « counter-trading » qui est une opération coûteuse. Il est donc prévu qu'un GRT tente de modérer l'impact de ce facteur 25 soit en sélectionnant un GSK différent soit par du "counter-trading". Ces deux options sont parfaitement possibles et la proposition de FBMC (section 3.2.2.1) prévoit explicitement que les capacités de ligne peuvent être ajustées pour tenir compte d'actions correctrices. Rien de tout cela n'est vraiment détaillé plus amplement et il est donc impossible de juger réellement ce qui est effectivement proposé.

Les transactions intrazonales suscitent par ailleurs des questions supplémentaires en matière de transparence et des complications possibles pour le FBMC lorsque le réseau est maillé et partant, que le TCMC et le FBMC diffèrent. Les transactions intrazonales contournent le FBMC, mais passent toujours physiquement sur le réseau. Elles utilisent par conséquent les infrastructures critiques du réseau, non seulement celles de la zone d'où elles proviennent et arrivent, mais aussi celles des autres zones du réseau. La rationalité économique impose que l'utilisation de lignes, qu'elles soient domestiques, non domestiques ou des interconnecteurs, en raison de transactions intrazonales soient facturées d'une certaine manière par le biais du système FBMC ou prises en charge par du « counter-trading ». Cette dernière proposition est irréaliste : le « countertrading » peut soulager la congestion, mais ne peut pas pleinement éliminer l'impact des flux de bouclage. En particulier, les échanges de compensation dans une zone ne vont jamais éliminer l'utilisation de lignes non domestiques par des flux de bouclage. Par conséquent, la seule option qui se justifie sur le plan économique est de facturer des transactions intrazonales pour leur utilisation de lignes domestiques et non domestiques par le biais du FBMC. La proposition de FBMC actuelle ne dit rien non plus sur ce point.

7. ARBITRAGE SPATIAL ET TEMPOREL

La discussion ci-dessus s'applique quel que soit le stade de la transaction, qu'elle soit en J-1, infra-journalière ou en temps réel. La description du réseau en termes de PTDF et de « flowgates » ou d'infrastructures critiques est statique en ce sens qu'elle n'implique pas de propriété dynamique du réseau (comme la stabilité). Hormis l'intrusion éventuelle de mesures de « countertrading » dans le calcul des caractéristiques de ligne, les PTDF de nœud à ligne sont entièrement déterminés par l'état du réseau (flux et typologie) à tout moment. Cet état évolue dans le temps, mais ces changements peuvent être observés ou déduits de mesures sur le réseau. Il est donc possible de construire la représentation PTDF de nœud à ligne du réseau à tout moment. L'expérience de réseaux américains fonctionnant selon le paradigme SMD démontre que l'on peut recalculer les PTDF toutes les cinq minutes. Avec cette échelle temporelle, la description PTDF du réseau peut donc aussi être utilisée pour les échanges en J-1, infra-journaliers et en temps réel.

7.1. Les PTDF de zone à ligne peuvent être source de difficultés

Une plate-forme d'échange FBMC qui recalcule en permanence les PTDF de nœud à ligne tandis que l'on passe d'un marché en J-1 au temps réel est conforme au modèle financier d'échange continu que le secteur de l'énergie réorganisé tente d'émuler. Des flux non-attendus ou des modifications du statut d'équipements qui requièrent un changement de la topologie du réseau sont des événements qui incitent les agents à adapter leurs positions en termes d'énergie et de transport. Le recalcul permanent des PTDF de nœud à ligne permet également de suivre les capacités du réseau avec une bonne précision. Le couplage de marché « flow-based », du moins dans le sens d'une mise en œuvre en termes de PTDF de nœud à ligne, offre dès lors une plate-forme qui s'applique du J-1 au temps réel à condition que l'on mette en place les possibilités de communication appropriées pour suivre les bilans électriques et le statut du réseau.

La situation est différente avec les PTDF de zone à ligne. Il est possible que les PTDF de zone à ligne ne représentent pas les capacités réelles du réseau parce que les flux dans la zone après fixation du marché ne correspondent pas forcément aux GSK présumés dans leur calcul. Les GRT peuvent fournir les GSK les plus probables sur la base d'observations passées des injections et prélèvements (ces hypothèses doivent aussi être communes à l'ensemble des GRT). Par opposition, un marché intelligent fonctionnant correctement nécessite des GSK basés

sur les injections et prélèvements marginaux survenant pendant le processus de fixation du marché. La différence est évidente en théorie : le calcul des PTDF de zone à ligne requiert de résoudre ce que l'on appelle en jargon mathématique un « problème en point fixe ». Il faut résoudre le véritable problème (nœud à ligne) pour calculer les GSK utilisés pour paramétrer le problème (zone à ligne) approximatif. La construction de PTDF de zone à ligne dans la proposition de FBMC suppose effectivement que le GRT peut raisonnablement deviner en J-1 les flux qui résulteraient de la fixation du marché en temps réel. La sagesse commune sous-jacente à la proposition est que c'est possible parce que l'injection et les prélèvements après compensation du marché ne devraient pas trop varier d'un jour ouvrable à l'autre ou d'un jour de week-end au même jour du week-end précédent. Si c'est le cas, les PTDF de zone à ligne offrent probablement une bonne représentation du réseau. De toute évidence, il n'existe aucune raison théorique pour que ce soit vrai. La section 3.2.8 de la proposition de FBMC suggère qu'il pourrait en effet y avoir des difficultés. Les PTDF de zone à ligne peuvent donc créer des difficultés sur le marché J-1.

Les mêmes difficultés apparaissent en infra-journalier et en temps réel où la situation pourrait être encore plus difficile à évaluer. Ces marchés réagissent à des événements aléatoires et partant, peuvent présenter un caractère moins prévisible. L'on peut certainement recalculer les PTDF de zone à ligne pour tenir compte des positions observées pendant le processus d'échange, ce qui permet un bon suivi de l'utilisation actuelle du réseau. Cette opération ne permet toutefois pas de cerner les changements dans l'utilisation du réseau résultant des changements de ces positions. La différence entre les GSK observés et les GSK à terme est sans importance lorsque les capacités de ligne résiduelles sont vastes et qu'il reste beaucoup de marge pour des flux supplémentaires. Au contraire, cette différence est essentielle lorsque le réseau est utilisé de façon intensive et si l'on ne sait pas avec certitude si une nouvelle transaction peut être acceptée ou non. L'adoption de PTDF de nœud à ligne est la seule manière de remédier à coup sûr à ce revers. Seule l'expérience nous dira si les injections et les prélèvements observés offrent une bonne base pour déterminer les GSK d'une manière qui permette une bonne simulation des flux incrémentaux dans un réseau d'ores et déjà utilisé de façon intensive. Le seul message pouvant être envoyé aujourd'hui est que l'explication des éventuelles difficultés dans la mise en œuvre du FBMC devrait d'abord être recherchée dans le calcul des PTDF de zone à ligne. Ces difficultés vont probablement être plus apparentes dans de grands pays comme la France et l'Allemagne où la sélection de GSK s'étendant à l'ensemble du territoire est plus exigeante.

7.2. Les interactions entre les bourses énergétiques (PX) et les gestionnaires de réseau de transport (GRT) peuvent aussi être sources de difficultés

La plate-forme d'échange entend faciliter l'arbitrage spatial et temporel de l'électricité. L'arbitrage spatial par le biais du couplage de marché, qu'il soit « flow-based » ou basé sur la capacité de transport, implique des services d'énergie et de transport. Par conséquent, il requiert la participation de bourses (pour l'énergie) et de GRT (pour les services de transport). Leur interaction peut adopter différentes formes susceptible de faire apparaître des difficultés en termes de gouvernance. Mentionnons en passant les conflits possibles découlant de la coordination d'entités non régulées (bourses) et régulées (GRT). Nous préférons nous concentrer sur les implications organisationnelles des aspects techniques du FBMC. Certaines peuvent être directement liées à la distinction entre la vision de nœud à ligne et de zone à ligne du modèle « flow-based ».

7.2.1. Au départ du SMD : comparaison avec l'ISO/RTO intégré

Il est bon de rappeler dès le départ que la bourse et le gestionnaire de réseau sont fusionnés en une entité unique (l'ISO ou le RTO) dans le paradigme SMD présenté dans l'introduction. L'on peut aussi se rappeler que la bourse et le GRT étaient distincts sur le marché californien initial où la bourse ignorait, de par son concept, l'emplacement des injections et des prélèvements que le GRT devait prendre en charge par la suite. L'ISO ou le RTO du SMD n'a en substance aucun intérêt dans des actifs de production ou de transport physiques : son rôle est de mener une enchère complexe et de veiller à ce que toutes les informations nécessaires à cet effet soient correctement rassemblées. L'ISO/RTO du SMD gère un système nodal, ce qui – dans un contexte européen – signifierait la version extrême d'un système zonal : chaque nœud est une zone dans le système nodal. La divergence organisationnelle entre l'ISO/RTO du SMD gérant un système nodal et le couple de la bourse et du GRT coopérant dans un système de zones au sein de l'UE est donc maximale.

Un RTO unique gérant un système nodal géographiquement étendu contraste aussi avec la philosophie qui a permis d'aboutir au TCMC des marchés belge, néerlandais et français, l'ancêtre du FBMC envisagé. L'objectif avoué à l'époque était de conserver au maximum les aspects idiosyncratiques de chaque bourse et GRT et de fixer le marché en organisant des itérations entre ces entités. La philosophie était aussi de conserver la séparation entre la bourse et le GRT (qui prévalait dans le concept californien initial mais pour des raisons totalement différentes) et d'étendre cette séparation des fonctions d'échange et de réseau à plusieurs

bourses et GRT. Cette situation requiert un algorithme qui itère entre ces entités. Nous avons déjà expliqué que les bourses établissent des courbes d'exportations/importations nettes (NEC) qui fixe le marché intrazones sans tenir compte de la congestion intrazone que cela peut impliquer et que le FBMC compense le marché interzones en mettant aux enchères des droits de transport sur des infrastructures critiques. Une incohérence organisationnelle apparaît dès lors : les marchés intra- et interzones utilisent tous deux les infrastructures critiques et partant, peuvent induire des congestions que les GRT doivent prendre en charge. Par opposition, les bourses et les marchés OTC sont autorisés à ne pas tenir compte de leur contribution aux congestions lorsqu'ils compensent des transactions intrazones. Le RTO évite cette incohérence : il compense les marchés intra- et interzones simultanément en tenant compte de toutes les contributions aux congestions.

La philosophie du FBMC est de compenser, au niveau interzonal, les marchés zonaux qui ont déjà compensé au niveau intrazonal. Pour ce faire, il faut disposer de courbes d'exportations nettes (NEC). Chaque bourse est la mieux équipée pour élaborer individuellement des NEC tant qu'il n'y a pas de congestion intrazone (ou encore, si la zone ne compte pas d'infrastructure critique !). L'opération peut donc être décentralisée dans les bourses. Par contre, il doit être clair que les enchères de capacités sur des infrastructures critiques (ou du TC dans un TCMC) doivent être centralisées. De même, il faut établir clairement que le calcul de PTDF nodaux ou zonaux (à l'instar du calcul des CT) requiert une vision globale du réseau et partant, peut uniquement être entreprise à un niveau central. L'arbitrage spatial de l'électricité par le biais d'un système de bourses et GRT individuels requiert donc logiquement une certaine organisation hiérarchique des tâches à un niveau centralisé. L'expérience du SMD et le développement géographique du système comme PJM confirment ce constat. Les parties prenantes au FBMC reconnaissent apparemment la nécessité de cette centralisation. C'est une bonne nouvelle, même si elle est inattendue dans le contexte global du marché intérieur de l'électricité dont les parties prenantes ont jusqu'à ce jour privilégié une approche horizontale qui s'opposait à toute centralisation. Cette décentralisation a mené à l'hétérogénéité de réseaux nationaux qui complique aujourd'hui l'harmonisation des heures d'ouverture et de clôture des bourses nationales. Il est essentiel de reconnaître dès le départ que le FBMC requiert une certaine hiérarchie de processus qui ne peut être obtenue par les seules itérations horizontales entre des entités nationales (il en va de même pour le TCMC). Nous reviendrons sur cette question dans la discussion des ordres blocs.

7.2.2. Evolution des relations entre les bourses et les GRT au cours des phases d'échange

Cette discussion organisationnelle s'applique de la même manière à tous les stades des échanges : il faut gérer la congestion d'infrastructures critiques en temps réel et préparer cette tâche avant le temps réel. Hormis la segmentation géographique du marché à l'approche du temps réel, il faut une organisation centrale qui compense simultanément l'énergie et le transport pour toute la région CWE, depuis le stade J-1 jusqu'au temps réel. Cette exigence n'est pas largement répandue aujourd'hui dans la région CWE et encore moins dans le reste de l'Europe. Il est vrai que l'on reconnaît la nécessité pour les bourses et les GRT de coopérer sur le marché J-1. Par contre, les échanges infra-journaliers sont globalement considérés comme du ressort du GRT et les opérations en temps réel sont entièrement aux mains des GRT et même pas vues comme une activité du marché. Ces visions différentes sur le rôle des bourses et des GRT confirment que ces activités ne sont pas vues comme faisant partie d'une plateforme d'échange unique. Cette vision est en contradiction avec des principes économiques fondamentaux et fausse indubitablement l'arbitrage. Cette situation créera des difficultés à l'avenir sauf si elles sont anticipées aujourd'hui par la définition d'une organisation commune des rôles des bourses et des GRT dans la région CWE depuis le stade J-1 jusqu'au temps réel. Nous allons nous pencher sur cette question maintenant.

Les tableaux 4, 5 et 6 présentent trois visions des relations entre les bourses énergétiques et les gestionnaires de réseau de transport au cours des différents stades de la plate-forme d'échange.

	J-1 (couplage de marché)	Infra-journalier (échanges)	Temps réel (ajustement)
Bourses	interaction entre bourses	X	X
	interaction entre bourses et GRT	X	X
GRT	interaction entre GRT (capacités de transport)	interaction entre GRT (capacités de transport)	interaction entre GRT (capacités de transport)

Tableau 4 : l'organisation actuelle

	J-1 (couplage de marché)	Infra-journalier (échanges)	Temps réel (ajustement)
Bourses	Interaction entre bourses	?	X
	Interaction entre bourses et GRT	?	X
GRT	Interaction entre GRT (« flow-based »)	Interaction entre GRT (« flow-based » ?)	Interaction entre GRT (?)

Tableau 5 : interrogations actuelles

	J-1 (couplage de marché)	Infra-journalier (échanges)	Temps réel (ajustement)
Bourse	Interaction entre bourses	Interactions entre bourses	Interactions entre bourses
	Interaction entre bourses et GRT	Interactions entre bourses et GRT	Interactions entre bourses et GRT
GRT	Interaction entre GRT (« flow-based »)	Interaction entre GRT (« flow-based »)	Interaction entre GRT (« flow-based »)

Tableau 6 : Les interactions proposées

Le tableau 4 présente l'organisation actuelle. Les bourses et les GRT interagissent sur le marché en J-1, mais les bourses sont absentes des échanges infra-journaliers et de l'ajustement. Ce rôle changeant ne reflète pas un marché où les parties prenantes demandent des services d'échanges infra-journaliers en vue d'adapter aux innovations du marché des positions héritées des échanges en J-1. La disparition des bourses lors du passage du stade J-1 à l'infra-journalier introduit une discontinuité qui faussera l'arbitrage entre ces deux stades d'échange. Sans même évoquer l'arbitrage, ces différentes organisations amèneront les bourses et les GRT à organiser différemment les échanges J-1 et infra-journaliers, ce qui créera des barrières, auxquelles les autorités de la concurrence vont vraisemblablement s'opposer à l'avenir.

Le tableau 5 reflète la position incertaine de la proposition actuelle : les bourses et les GRT doivent collaborer pour organiser le couplage des marchés en J-1, alors que les opérations en temps réel sont reconnues comme une matière purement du ressort du GRT. Par contre, la relation entre les bourses et les GRT est ambiguë au niveau des échanges infra-journaliers.

Cegedel et al. (sans date) suggère que les GRT sont conscients du problème et s'interroge sur la possibilité qu'ils assument certaines activités d'échanges ou que les bourses se voient confier un rôle dans les opérations infra-journalières.

Le tableau 6 représente une proposition qui correspond à l'extension logique d'un point de vue technique du FBMC proposé en une plate-forme unique englobant les échanges en J-1, infra-journaliers et en temps réel. Le tableau 6 illustre les nombreux points communs aux opérations en J-1, infra-journalières et en temps réel. Le même modèle « flowgate » du réseau s'applique dans le temps et les PTDF et les capacités des lignes sont mises à jour afin de refléter les innovations du marché. Cette vision unificatrice suscite toutefois un problème fondamental : les GRT ont besoin de la vision de nœud à ligne du réseau, si possible à tous les stades des échanges mais au minimum pour le temps réel. Les bourses souhaitent conserver une vision en zones en J-1 et pour cette raison, pourraient se montrer récalcitrantes à l'idée de passer à l'infra-journalier et pire encore, au temps réel. A un certain point (si possible déjà en J-1), les deux doivent se rapprocher. C'est le nœud gordien du commerce européen d'électricité. Il est de nature technique et organisationnelle : aujourd'hui, les bourses et les GRT sont des organisations différentes en charge d'activités différentes. Chacun voudra façonner le système en fonction de ce qui lui convient le mieux : les bourses aiment les zones et les capacités de transport entre les zones, tandis que les GRT doivent travailler avec des nœuds et des lignes et préfèrent rester dans leurs zones (zones de contrôle).

7.3. Conclusion

La discussion ci-dessus sert de base méthodologique au reste du rapport. Nous embrassons le principe du FBMC sur le marché J-1 comme une avancée potentielle significative en ce qui concerne l'utilisation des CT, mais nous prévoyons des difficultés en raison de la vision en zones, spécialement lorsque des zones sont assimilées à de grands pays. Les avantages du FBMC par rapport au TCMC sont clairs : le modèle « flowgate » tient mieux compte des possibilités réelles du réseau et le recours à des infrastructures critiques permet de garantir la sécurité des services de transport. Les revers de la mise en œuvre par zones du FBMC ne demandent pas non plus d'explication. Les PTDF qui sont au cœur du FBMC dépendent des GSK qui peuvent se révéler inappropriés. Des difficultés considérables peuvent aussi apparaître en raison du traitement de la congestion sur des infrastructures critiques à l'intérieur de zones, un sujet que la proposition n'aborde pas. Ces difficultés suggèrent que certains aspects de la mise en œuvre du FBMC devraient être revus. De même que « basé sur le marché » peut avoir

des significations radicalement différentes, le couplage de marché « flowgate » et « flow-based » sont des notions fondamentalement ambiguës dans un système zonal où ces dernières peuvent être vastes et hétérogènes sur le plan électrique. Plus particulièrement, l'introduction d'infrastructures critiques à l'intérieur des zones est un ajout précieux, mais elles vont créer des difficultés de mise en œuvre dans le cadre de la gestion de la congestion intrazones et de la détermination de prix zonaux compatibles avec les objectifs de recherche de profit des producteurs participant au marché et avec la rémunération des unités impliquées dans la redistribution. Ce pont est abordé plus en détail à la section 8.2.

Le modèle « flowgate » s'applique de la même manière à tous les stades des échanges : en J-1, infra-journaliers et en temps réel. Il semble donc naturel d'étendre le FBMC du stade J-1 à l'infra-journalier et au temps réel et partant, de mettre en place une plate-forme d'échange unique qui englobe ces différents stades. Cela impliquerait de remplacer l'idée d'un ajustement punitif par un marché en temps réel. Outre le fait de se conformer au principe des échanges continus en finance, cette vision constituerait aussi un grand pas en avant vers l'élimination d'une barrière importante au commerce, soulignée à de multiples reprises par les autorités de la concurrence. Remarquez aussi que l'utilisation de la même plate-forme des échanges en J-1 aux échanges en temps réel faciliterait l'arbitrage temporel et partant, améliorerait probablement la liquidité du marché.

Ces propositions vont probablement rencontrer une forte résistance organisationnelle. Une des raisons principales est que l'assimilation des pays en zones est remise en question. De vastes PTDF de zone à ligne ont peu de chances de convenir en J-1, mais sont presque à coup sûr inappropriés si l'on passe des échanges J-1 aux échanges infra-journaliers et en temps réel. Veuillez noter aussi qu'il y a de fortes chances pour que les autorités de la concurrence invoquent (à tort) le nombre de zones de prix comme signe d'un marché segmenté. Nous mentionnons simplement ce problème ultérieur, mais nous n'approfondirons pas le sujet maintenant.

Il pourrait y avoir d'autres problèmes de nature plus organisationnelle. L'extension de l'idée du couplage de marché implique de profondes interactions entre les entités régulées et non régulées. Difficile d'imaginer que cela ne finira pas par causer des difficultés. Ce problème fait seulement partie de la question plus générale consistant à harmoniser les règles applicables aux bourses et la régulation des GRT. Des règles de marché différentes appliquées par différentes entités ne peuvent que compliquer la fixation du marché. Le problème devient d'autant plus complexe si l'on réalise que l'harmonisation fait aussi défaut entre les échanges

infra-journaliers et en temps réel. Enfin, il est pratiquement certain, à la vue de l'expérience passée sur le marché intérieur de l'électricité, que d'aucuns s'opposeront, à un moment donné du processus d'intégration, à la création d'un niveau supérieur de responsabilité en charge de réaliser certains calculs. Il est important d'envoyer le message selon lequel tous les calculs ne peuvent pas être décentralisés d'une manière correspondant à des structures organisationnelles purement horizontales. Il est également important que des informations spatiales cruciales soient échangées entre les bourses et les GRT, chose qui ne ressort pas de la proposition actuelle. Dernière remarque mais non des moindres, le langage utilisé dans le règlement 1228/2003 et son recours aux CT ne manqueront pas de faciliter la tâche des opposants aux progrès.

8. ECHANGES À J-1 DANS UN COUPLAGE DE MARCHÉ « FLOW-BASED »

La figure 5 représente une organisation générale du FBMC. Les bourses exploitent des zones de prix : la principale différence entre la figure et la proposition de FBMC est que nous supposons qu'une seule bourse peut couvrir plusieurs zones (comme dans Nord Pool). L'énergie doit se fixer à un prix unique dans chaque zone. Idéalement, un grand pays devrait, pour des raisons techniques, être décomposé en plusieurs zones de prix sauf si le réseau présente une capacité suffisante. Veuillez noter que l'exigence d'une capacité suffisante n'est pas limitée au réseau domestique comme on pourrait le déduire de la figure 3. Nous avons expliqué à la section 4 qu'un quart du flux de ND à SD passe par la ligne BNF. Supposons que cette ligne soit elle-même composée de différents segments et que certains soient congestionnés. Ensuite, ND et SD devraient faire partie de deux zones différentes, que la ligne D soit congestionnée ou non. La décomposition en deux zones autour de ND et SD n'est pas due à une capacité insuffisante de la ligne D : des goulets d'étranglement sur la ligne BNF non domestique sont la cause réelle. La raison est que ce réseau est un système unique et que des limitations d'infrastructure ont en quelque sorte des implications ailleurs. Malgré ces preuves physiques et économiques, la proposition actuelle semble insister pour une zone par pays. Notez par ailleurs que les autorités de la concurrence assimilent aussi un nombre réduit de zones de prix à un marché concurrentiel : moins il y a de prix zonaux, plus le marché géographique est vaste (et partant, moins la concentration est importante). Ce raisonnement est extrêmement discutable et probablement erroné, sauf dans un système présentant des capacités de transport excessives : l'expérience de systèmes concurrentiels exploités en vertu

du SMD est en effet que des prix nodaux différents (et partant, à l'évidence des prix zonaux différents) constituent la norme et pas l'exception. Le raisonnement des autorités européennes de la concurrence mènerait à la conclusion que chaque nœud du PJM est un marché distinct.

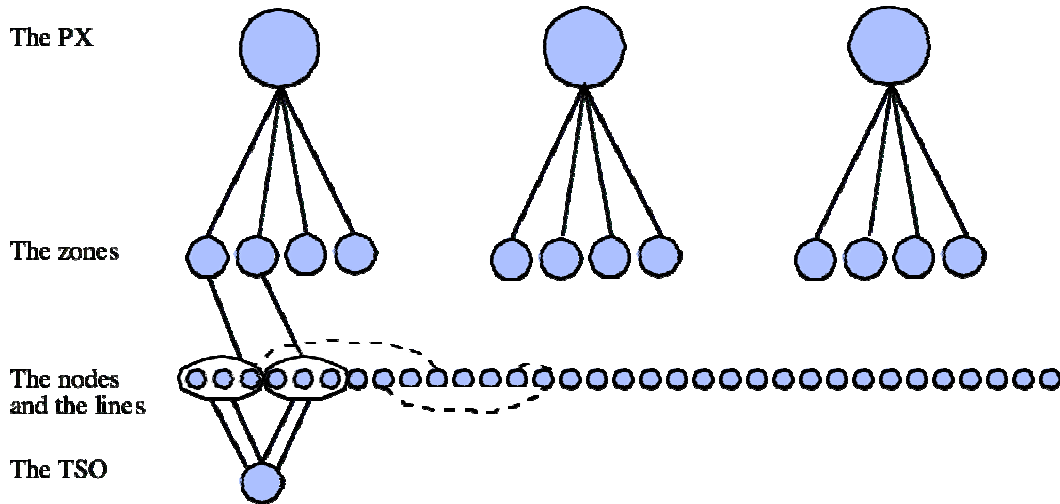


Figure 7

Des zones de prix contiennent des nœuds reliés par des lignes. Les bourses reçoivent des ordres (offres et demandes) d'agents (producteurs, consommateurs et négociants) situés dans une zone. Les prix établis sur la bourse peuvent différer de ceux des transactions bilatérales, même si l'argument de non-arbitrage de la finance suggère qu'ils seront probablement étroitement liés. Les bourses fixent le marché dans une zone de prix individuelle en tenant des enchères, tout en tenant compte des exportations nettes de la zone (importations depuis et exportations vers d'autres zones). La fixation du marché par une bourse peut normalement être interprétée comme le résultat d'un problème de maximisation de surplus de consommateur et de producteur (CPSM) comme illustré à la figure 8. La proposition de FBMC fait explicitement référence à ce problème de CPSM, qui constitue un pilier de l'architecture proposée. De même, la figure 8 est classiquement interprétée comme un équilibre entre les courbes d'offre et de demande, le prix d'équilibre se situant à l'intersection des deux. Le résultat de la fixation du marché (par exemple, l'intersection des courbes d'offre et de demande à différentes heures) peut faire en sorte qu'un ordre ne soit que partiellement sélectionné, éventuellement à un très faible niveau pendant une certaine heure. La fixation du marché est réalisée dans l'hypothèse d'exportations nettes depuis la zone. Changer ces exportations nettes modifie le résultat de la fixation et partant, le prix zonal. L'on obtient dès lors une relation entre les exportations nettes et le prix de fixation de la zone, qui est en fait une courbe de la demande exportations/importations

nettes (NEC). Normalement, cette course donne un prix qui augmente proportionnellement aux exportations nettes depuis la zone.

Le FBMC fixe le marché énergétique interzones formé par l'ensemble de bourses, chacune représentée par sa NEC. Ceci est obtenu à l'aide d'un autre CPSM construit sur toutes les zones. Le problème de maximisation de surplus des consommateurs et des producteurs est construit sur la base des NEC des bourses et est soumis à des limitations des importations et exportations imposées par le réseau. Ces limitations sont établies à l'aide des PTDF de zone à ligne et des capacités de ligne calculés par les GRT. Les transactions bilatérales interviennent dans le processus comme suit : elles contournent les bourses à condition qu'elles proviennent et aboutissent dans une même zone de prix. Alternativement, des transactions bilatérales entre deux zones de prix soumettent des offres et des demandes aux bourses actives dans les deux zones de prix d'où elles proviennent et où elles aboutissent. L'offre se fera typiquement à un prix de zéro et la demande à un prix très élevé égal au « cap ». Les transactions bilatérales paient la différence entre les prix zonaux au titre de prix de transport. Les droits de transport à long terme contournent aussi la bourse (mais sont connus par le GRT). Leurs droits de transport réservés retournent au mécanisme de couplage lorsqu'ils ne sont pas utilisés.

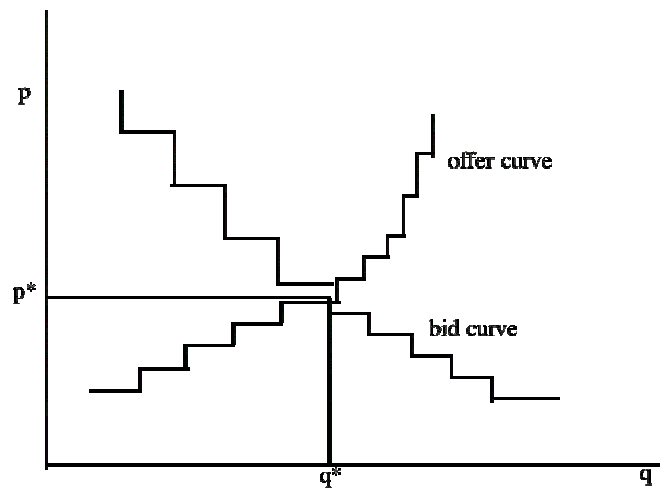


Figure 8 : Maximisation de surplus des producteurs et des consommateurs

Cette organisation suscite différentes questions. Nous avons déjà discuté en long et en large le calcul des PTDF et résumons cette discussion à la section 8.2. La section 8.3 ajoute quelques points à la question des infrastructures critiques qui avait déjà été soulevée. La section 8.4 s'attelle au problème des ordres en bloc qui n'a pas encore été abordé à ce stade. Avant de poursuivre, nous présentons brièvement à la section 8.1 une distinction entre différents degrés

de fixation du marché que le problème CPSM peut tenter de trouver. Cette distinction est présentée brièvement dans la proposition de FBMC.

8.1. Degrés de couplage de marché

L'image standard de l'équilibre du marché et le classique problème de maximisation de surplus des consommateurs et producteurs (CPSM) y afférent donnent une fausse impression de simplicité. La proposition de FBMC fait référence à différents degrés de couplage de marché qui dissimulent différents degrés de complexité : le couplage de marché peut être « serré » ou « souple », il peut aussi être basé sur le « volume » ou le « prix ». Parcourons brièvement ces notions.

Par définition, un couplage de marché serré couvre les idiosyncrasies des différentes bourses et les introduit toutes dans le CPSM. Un couplage de marché souple ne le fait pas. Il est présumé que le couplage de marché souple requiert une part d'adaptation de la solution du FBMC avant sa mise en œuvre par des bourses individuelles. Le principe est que les volumes sont acceptés en tant que tels, mais les prix doivent être recalculés localement. De même, il est prévu que cette distinction disparaîtra avec l'harmonisation des bourses qui devrait – il faut l'espérer – intervenir à un certain stade.

La distinction entre le couplage de volume et de prix se révèle bien plus importante sur le plan méthodologique. Par construction, le couplage de volume s'effectue lorsque seuls les volumes déterminés au niveau central sont transférés à la bourse locale. Par contre, le couplage de prix requiert également que tant le prix que le volume calculé au niveau central soient mis en œuvre par les différentes bourses. Les conditions générales de la proposition de FBMC insistent sur le fait que le logiciel doit être capable de traiter le couplage de volume et de prix, ainsi que le couplage serré et souple. Nous expliquerons que cette exigence est probablement impossible à respecter : le couplage de volume est toujours possible, mais peut résulter en des prix incohérents. Le couplage de prix, parce qu'il requiert que les prix soient cohérents, est parfois impossible.

8.2. Le calcul des PTDF

Rappelons brièvement et résumons notre discussion des PTDF. Un PTDF de nœud à ligne mesure l'impact sur un flux de ligne d'une modification d'injection nodale en ce qui concerne des flux donnés et une typologie de réseau donnée. Les PTDF de nœud à ligne offrent une

représentation adéquate du réseau à condition qu'ils soient recalculés assez souvent pour tenir compte des variations de flux. Les PTDF doivent toujours être recalculés lorsque la typologie change.

Un PTDF de zone à ligne mesure l'impact d'un changement d'injection de zone sur une ligne. La définition requiert un profil nodal donné de l'injection, c'est-à-dire son allocation en injections et prélèvements nodaux. Dès lors, le PTDF de zone à ligne dépend de cette allocation, que l'on désigne par le concept de « Generation Shift Keys » ou GSK. La dépendance des PTDF de zone à ligne aux GSK devient plus cruciale selon la taille de la zone. Les PTDF de zone à ligne sont utilisés pour calculer la charge d'une ligne pour un schéma d'injection et de prélèvement prévu, et la modification de cette charge en fonction de variations de ce schéma d'injection et de prélèvement.

La proposition de FBMC repose sur les PTDF de zone à ligne. Nous avons expliqué à la section 4.3 qu'il pourrait être difficile de sélectionner des GSK appropriés : en effet, il n'est pas clairement stipulé que les GSK devraient être identiques pour l'état normal et les états contingents du réseau. En outre, il est probablement impossible de déterminer ex ante de bons GSK pour les états contingents du réseau. Nous avons également expliqué qu'il est peu probable que les mêmes GSK s'appliquent aux différents stades des échanges (en J-1, infra-journaliers et en temps réel). Le recours aux GSK est une faiblesse majeure de la proposition.

8.3. Contingences et infrastructures critiques

Tant le FBMC que le TCMC compensent le marché intrazone en résolvant un problème de maximisation de surplus des consommateurs et producteurs (CPSM). La fonction objective du problème est identique dans les deux modèles et se construit à partir du NEC élaboré par les bourses. Le FBMC et le TCMC diffèrent de par leur représentation du réseau. Le TCMC requiert que les importations nettes s'équilibrent et que les CT soient réalistes. Le FBMC impose que les exportations nettes s'équilibrent et ne surchargent pas les infrastructures critiques. Nous avons d'ores et déjà expliqué que les PTDF de zone à ligne ne donnent une bonne représentation du réseau que dans certaines conditions. La première est facile à respecter : les PTDF doivent être recalculés assez souvent afin que les PTDF de nœud à ligne donnent une bonne approximation des équations des flux de charge. D'autres peuvent être plus difficiles à satisfaire : les GSK doivent correspondre aux injections et aux prélèvements obtenus à partir du processus de

compensation du marché. Selon la théorie, cela requiert d'avoir déjà résolu le problème de compensation du marché à l'aide des PTDF de nœud à ligne (en jargon mathématique, trouver les GSK est un problème en point fixe). Au final, la pratique peut annoncer que le problème est plus simple, mais elle peut tout aussi bien conclure l'inverse.

Supposons que ces deux conditions nécessaires à la validité des PTDF soient remplies. Par construction, le CPSM va donner lieu à des transactions de transport sécurisées si les infrastructures critiques ont été sélectionnées correctement. Pour ce faire, il faut que les lignes qui ne sont pas incluses dans l'ensemble d'infrastructures critiques ne soient pas surchargées au moment de la résolution du CPSM. La proposition de FBMC indique que les GRT individuels sélectionnent ex ante l'ensemble d'infrastructures critiques incluses dans le CPSM. En raison des nombreuses hypothèses incorporées dans les PTDF de zone à ligne, nous suggérons d'également introduire un contrôle ex post de la charge des lignes, calculés en utilisant les PTDF de nœud à ligne (pas les PTDF de zone à ligne). Ce contrôle intervient après la première résolution du problème de CPSM. Le CPSM peut alors être mis à jour afin de tenir compte d'infrastructures critiques supplémentaires si nécessaire. Ce test ex post est facile à mettre en œuvre. Penchons-nous maintenant sur des questions plus complexes.

8.3.1. Questions de calcul

Le CPSM associé au FBMC inclut généralement bien plus de contraintes que le TCMC. La proposition de FBMC explique que le nombre d'infrastructures critiques est de l'ordre de 3.000 avant tout traitement préalable en vue de réduire ce chiffre. Normalement, résoudre un problème de CPSM avec 3.000 contraintes d'inégalité linéaires ne pose pas de difficulté pour les logiciels d'optimisation existants. Le test ex post sur les infrastructures critiques mentionné ci-dessus peut augmenter leur nombre, mais cela ne devrait pas créer de difficulté de calcul tant que l'on reste dans ces ordres de grandeur. Bref, le nombre d'infrastructures critiques n'est pas un problème en termes de calcul.

La forme extrême du système zonal dans la proposition de FBMC peut toutefois rendre le modèle CPSM insignifiant et sa solution non pertinente. Avec quatre bourses et une zone par bourse, le CPSM interzones compte quatre variables (les exportations nettes) et un nombre de contraintes d'inégalité de l'ordre de 3.000. Ce problème risque d'être impossible à résoudre. La section 3.2.8 de la proposition de FBMC suggère que c'est en effet déjà le cas de temps à autre. L'origine de cette infaisabilité se situe probablement au niveau des GSK : les flux qui sont faisables sur le réseau réel (avec PTDF de nœud à ligne) peuvent se révéler infaisables dans le

modèle si les PTDF de zone à ligne sont calculés de façon inappropriée (d'autres explications plus inquiétantes comme les violations de contraintes de sécurité dans le monde réel peuvent aussi être avancées). La méthodologie proposée assume que les schémas d'injections et de prélèvements nodaux sont proportionnels aux importations nettes zonales. Cette hypothèse est fondamentalement irréaliste et exerce des contraintes inutiles sur le CPSM. Elle enfreint également la logique de la compensation du marché qui consiste à trouver les injections et prélèvements qui correspondent aux offres et demandes retenues, sans faire de supposition quant à leur schéma (les GSK) donné à l'avance. Plus fondamentalement, cette hypothèse peut amener à conclure à tort que le FBMC a échoué. C'est à ce problème que nous faisons référence à la section 5 lorsque nous expliquons que la proposition de FBMC actuelle suppose des GSK qui peuvent, au sens strict, uniquement être déterminés de façon appropriée en résolvant d'abord le FBMC nodal. Il est clair que la méthode ne trouve ni couplage de volume ni couplage de prix lorsque le CPSM est infaisable. Si l'on suppose qu'il n'y a aucune déficience structurelle en termes de production et de transport, l'on peut toujours traiter le couplage de volume en revenant aux PTDF de nœud à ligne et au CPSM associé. Comme nous le voyons maintenant, cette solution ne sera pas nécessairement le couplage de prix.

8.3.2. Questions de prix

Nous avons expliqué que la création d'infrastructures critiques intrazonales dans le FBMC constitue potentiellement un progrès majeur qui permet d'identifier les goulets d'étranglement réels du réseau. Toutefois, les infrastructures critiques soulèvent des questions de prix qui sont la conséquence directe de la mise en œuvre particulière d'un système zonal au sein du FBMC. L'approche standard des systèmes zonaux consiste à recourir à du « countertrading » (intrazone) ou à une division de la zone afin d'éliminer la congestion intrazone. La logique économique des systèmes « flow-based » est que les prix de l'énergie diffèrent des deux côtés d'une infrastructure congestionnée. Cette logique reste d'application que la congestion survienne effectivement en l'état normal ou uniquement potentiellement pendant des contingences. Autrement dit, des infrastructures intrazonales congestionnées impliquent normalement une division de la zone, à savoir deux prix zonaux différents des deux côtés de l'infrastructure congestionnée. La proposition de FBMC maintient une zone unique et un prix zonal unique et partant, enfreint ce principe. L'alternative standard au découpage du marché ou de la zone consiste à éliminer la congestion de l'infrastructure critique à l'aide d'échanges de « countertrading ». Cette solution implique toutefois que l'infrastructure critique disparaisse des contraintes du CPSM à la suite de l'activité de compensation. L'ensemble d'ordres sélectionnés

(le volume en couplage de volume) et les prix de transport (et partant, les prix boursiers en couplage de prix) s'en trouvent modifiés. Le FBMC proposé enfreint également ce principe puisqu'il retient l'infrastructure critique comme contrainte. La méthodologie de prix décrite dans la proposition de FBMC est donc incohérente ou à tout le moins, décrite de manière inappropriée lorsqu'il s'agit d'infrastructures critiques intrazonales congestionnées. De même, les méthodes permettant de définir un prix unique des deux côtés d'une infrastructure congestionnée augmentent le risque que ce prix ne compense pas le marché : des agents recevant ce prix peuvent être incités à s'écarter des ordres (volumes) acceptés par le CPSM. Dans les termes de la proposition, la solution ne correspond pas à un couplage de prix. Les économistes décrivent cette situation comme un problème de compatibilité d'incitation. Nous y avons fait brièvement allusion dans la section précédente. Nous y reviendrons plus en détail lors de la discussion des ordres blocs.

8.3.3. Questions de gouvernance

La proposition de FBMC indique que des GRT individuels sélectionnent la liste d'infrastructures critiques. À l'évidence, les GRT ont l'expérience de leur réseau et sont dès lors les mieux qualifiés pour le faire. Toutefois, les récents black-outs démontrent que les GRT peuvent aussi se tromper dans leurs évaluations ex ante. Les tests ex post proposés au début de cette section vont au-delà du seul contrôle par les GRT individuels. Ces tests ne sont pas très exigeants et ne devraient pas créer d'importantes difficultés organisationnelles.

Le calcul des PTFD exige une vision globale du réseau qui va au-delà de la juridiction des GRT individuels. Il faut une entité qui chapeaute les GRT individuels. De même, il faut une entité centrale pour effectuer le CPSM soumis aux contraintes sur les infrastructures critiques. Il semble que l'idée de cette entité centrale soit acceptée au niveau du marché J-1, ce qui ne devrait pas non plus créer de trop nombreuses difficultés organisationnelles.

Le principal goulet d'étranglement apparaîtra si le traitement d'infrastructures critiques dans le système zonal rend impossible de coupler les marchés (volume et prix), une possibilité que n'envisagent pas les conditions générales de la proposition. L'introduction d'infrastructures critiques est un pas en avant fondamental, mais seule une description plus minutieuse du réseau peut remédier aux difficultés liées au couplage de volume et modérer celles liées au couplage prix que la représentation en zones peut créer. Les parties prenantes vont probablement faire preuve de résistance face à cette solution et proposer à la place de réduire le rôle des infrastructures critiques. Il s'agirait d'un revers majeur. L'autre alternative consiste à

étudier en profondeur l'insertion formelle dans la proposition du recours au « countertrading » en vue de faire face à la congestion intrazone. Tous ces choix sont fondamentaux et parfois complexes sur le plan de la méthodologie. L'expérience du marché intérieur de l'électricité a démontré que les parties prenantes ont eu tendance à esquiver les questions et décisions difficiles.

8.3.4. Conclusion

L'utilisation d'infrastructures critiques constitue une avancée majeure qui devrait améliorer la fiabilité des services de transport. Toutefois, l'approche zonale adoptée remet en question la validité de la mise en œuvre. Une fois de plus, les infrastructures critiques modélisées par le biais de PTDF de nœud à ligne ne devraient pas créer de difficulté particulière au niveau du CPSM pour sélectionner les ordres et parvenir au couplage de volume. La proposition de FBMC peut aisément être modifiée en ce sens. Le prix à payer pour cette modification est d'accepter que le CPSM mené avec les PTDF de nœud à ligne ne donne pas un prix zonal unique. Toutefois, la proposition de FBMC actuelle souffre aussi de cet inconvénient : contrairement à ce qui est affirmé dans les conditions générales, l'approche actuelle ne peut pas garantir un prix zonal unique (couplage de prix) qui compense le marché en cas de congestion intrazones sauf en ayant recours à une division de la zone ou au « countertrading ». La proposition de FBMC ne mentionne pas la division des zones et ne fait que très brièvement allusion à des actions correctrices telles que le « redispatching ». Ces derniers nécessitent de trouver les bons incitants pour que les opérateurs laissent des machines disponibles pour ce service. L'expérience internationale montre qu'il n'est pas toujours possible de parvenir à un prix zonal unique par le biais du « countertrading ». Plus la zone est vaste, plus le problème devient grave. Seule la pratique peut dire si les ressources disponibles pour le « countertrading » seront suffisantes et comment le service peut être organisé au sein du FBMC. Le modèle tout entier est en jeu s'il n'est pas possible d'introduire un traitement adéquat de ce « countertrading » dans la proposition. Il est conseillé de garder à l'esprit les relations entre le « countertrading », la compatibilité d'incitation et les PTDF de zone à ligne si des difficultés apparaissent dans la mise en œuvre du FBMC.

La décentralisation des décisions et de mise en œuvre est une préoccupation clé sur le marché intérieur de l'électricité. La construction des courbes d'exportations nettes est le seul élément pouvant être décentralisé aux entités existantes. Le calcul des PTDF, leur inclusion dans le CPMP et la vérification ex post que toutes les infrastructures critiques nécessaires ont été

sélectionnées justifient un calcul central. Cette centralisation est limitée au calcul et au transfert de données. Elle n'implique pas d'autres actifs du réseau que des ordinateurs et les équipements de communication. Il semble qu'un accord satisfaisant ait pu être trouvé sur l'acceptation de cette organisation centrale, du moins au sein de la région CWE.

8.4. Ordres en bloc : questions de calcul, de prix et de gouvernance

Les ordres blocs constituent probablement la partie la plus difficile techniquement de la proposition FBMC. Ils soulèvent des questions de calcul et de prix susceptibles d'entraîner à leur tour des problèmes organisationnels. Les ordres blocs, comme les infrastructures critiques, requièrent un traitement centralisé. Cette idée semble bien acceptée aujourd'hui. Ils rendent la sélection des ordres dans le CPMP plus intensive sur le plan du calcul, mais cet obstacle peut probablement être surmonté grâce aux outils d'optimisation actuels. La réelle difficulté est que les ordres en bloc, tout comme les infrastructures critiques intrazones, peuvent empêcher de trouver des prix de l'énergie compatibles en termes d'incitation. Comme la congestion intrazone, les ordres blocs peuvent rendre le couplage de prix impossible. Toutefois, à l'inverse de la congestion intrazone, le passage aux PTFD de nœud à ligne ne supprime pas cette difficulté. Des prix incompatibles en termes d'incitation sont susceptibles de créer des problèmes organisationnels. Nous ne pouvons pas en être certains aujourd'hui, mais il faut le garder à l'esprit. Cette critique s'applique au FBMC proposé et au TCMC existant.

Les ordres peuvent être flexibles ou présenter un certain caractère d'inflexibilité, auquel cas ils sont appelés ordres blocs. Les marchés composés uniquement d'ordres « flexibles » se compensent aisément. Comme exemple d'ordre flexible, prenons une offre de 1 MW entre 10 et 11 heures à un prix de 40 euros/MWh. L'offre sera entièrement sélectionnée si la bourse clôture à un prix supérieur à 40. Elle peut être sélectionnée en partie si le prix est exactement de 40. Cette offre est divisible si la bourse peut sélectionner une fraction de l'offre, par exemple 0,5 MW. Les offres et demandes flexibles sont faciles à traiter dans les enchères, la fixation de leur prix est direct et elles sont assez adaptées à la construction des NEC qui constituent le cœur de la plate-forme d'échange, que ce soit dans un FBMC ou un TCMC. C'est pourquoi la sélection et le prix de demandes flexibles cadrent relativement bien dans un système de couplage de marché (TCMC ou FBMC) où les bourses conservent leur identité individuelle. Elles sont facilement adaptables à la fois au couplage en volume et en prix.

Les ordres blocs sont des transactions qui impliquent une sorte d'inflexibilité. L'exemple typique est une séquence d'offres qui doivent être acceptées ou rejetées simultanément. Si l'on s'en

réfère à ce cas, supposons une offre de 1 MW entre 8 et 12 heures à un prix de 40 euros/MWh. Il s'agit d'un ordre bloc si son acceptation implique de prendre 1 MW pendant les quatre heures successives et de rémunérer le producteur à un prix qui n'est pas inférieur à 40 euros/MWh en moyenne. Un autre type d'ordre bloc est une offre de 1 MW entre 10 et 11 heures qui, si elle est acceptée, doit être prise à un niveau d'au moins 0,5 MW. Les ordres blocs modélisent indirectement les contraintes machines. Ils peuvent causer des difficultés de calcul et économiques : leur traitement requiert une centralisation susceptible de susciter de la résistance organisationnelle, particulièrement en cas de difficultés de détermination des prix.

8.4.1. Difficultés de calcul

Nous avons déjà expliqué que la fixation du marché sur une bourse unique est normalement interprétée comme la solution d'un problème standard de maximisation de surplus des consommateurs et producteurs (CPSM). C'est ce qui est représenté à la Figure 8. De même, cette figure représente de façon classique un équilibre entre les courbes d'offre et de demande, le prix d'équilibre se situant à l'intersection des deux. Le résultat de ce processus de fixation du marché (par exemple, l'intersection des courbes d'offre et de demande à différentes heures) peut impliquer qu'un ordre ne soit que partiellement sélectionné, éventuellement à un très faible niveau pendant une certaine heure. Par ailleurs, si deux enchères horaires sont menées dans l'ordre, le résultat peut également impliquer que la même offre faite pour deux heures successives soit sélectionnée pour la première heure, mais pas pour la seconde.

Ceci ne crée pas de problème pour les ordres « flexibles », mais pourrait enfreindre les contraintes imposées par les ordres blocs. Les ordres blocs créent des difficultés de calcul en ce sens qu'un processus d'enchères standard comme la recherche de l'intersection entre les courbes d'offre et de demande ne convient plus pour maximiser le surplus des producteurs et consommateurs et partant, pour résoudre le problème d'enchères. La solution de ce dernier problème nécessite un processus beaucoup plus complexe qui implique soit un algorithme heuristique spécialisé (la relaxation lagrangienne a été abondamment utilisée) soit le recours à un logiciel général (désormais standard et puissant) permettant de résoudre un « mixed integer programming problem » (MIP). La proposition de FBMC reconnaît ce problème, même si le document n'est pas clair quant à la solution exacte qui sera mise en œuvre.

8.4.2. L'invocation du SMD

Nous avons déjà indiqué que les ordres blocs constituent un moyen pour prendre en compte les contraintes machines telles qu'un minimum technique, un temps de fonctionnement et d'arrêt minimal, etc. De même, ces contraintes sont à l'évidence présentes dans d'autres systèmes thermiques et particulièrement dans ceux exploités selon le SMD. Ces systèmes contournent les ordres en bloc et prennent en charge les contraintes machines en introduisant des ordres spéciaux qui visent ces caractéristiques techniques (par ex. offrir une certaine rémunération pour démarrer une machine). Cette approche duale (ordres en bloc et contraintes machines) suscite des questions de calcul et d'économie. Du point de vue du calcul, l'on peut voir les ordres en bloc comme des reformulations des contraintes techniques des machines. Il est bien connu que les reformulations des contraintes d'indivisibilité peuvent modifier l'efficacité d'algorithmes MIP avec pour résultat que le même CPSM modélisé par le biais d'ordre blocs ou d'une représentation explicite de caractéristiques machines peut donner une solution totalement différente. Nous n'avons pas connaissance d'une étude computationnelle comparant les deux approches. Quoiqu'il en soit, il suffit de noter ici que l'utilisation de MIP dans les enchères d'énergie s'est considérablement étendue ces dernières années dans différents systèmes américains gérés selon le SMD et que cette expérience démontre que les difficultés de calcul peuvent en effet être maîtrisées. Il est prévu qu'il en sera de même dans le FBMC de la région CWE. Il existe toutefois d'autres préoccupations que nous allons approfondir maintenant.

8.4.3. L'adaptation de l'expérience aux systèmes zonaux

Les systèmes zonaux tels que le FBMC proposé compliquent la situation par rapport aux systèmes nodaux SMD. Les systèmes zonaux reposent normalement sur les échanges de « countertrading » pour supprimer les congestions intrazonales (congestions internes à une zone de prix). Idéalement, ces opérations devraient être menées afin de minimiser les coûts de « countertrading ». Ce sous-problème au problème général de CPSM est à peine cité dans la proposition. Le CPSM doit tenir compte du fait que certaines machines seront requises pour les échanges de compensation. Les échanges de compensation peuvent apparaître comme un problème mineur dans la région CWE et la sagesse commune est qu'ils vont rester limités. C'est possible mais sans garantie : l'expérience d'autres systèmes montre que les échanges de compensation peuvent devenir assez exigeants en ce sens que leurs coûts peuvent être élevés ou pire, qu'il pourrait ne pas y avoir assez de machines disponibles pour mener cette tâche à bien. Ces manques de ressources pour le redispatching ou des coûts de redispatching élevés et

inattendus sont survenus dans les premiers jours (1997) de systèmes comme le PECO et plus récemment dans l'ERCOT avant que les deux ne passent à une organisation nodale. Des ressources de redispatching insuffisantes ont incité le GRT suédois à limiter les capacités de transport vers le Danemark en novembre 2005. Les raisons vont de considérations structurelles (la composition du système de production) à stratégiques (« gaming »), mais impliquent aussi le concept de marché (trouver un prix unique de fixation de marché). La pénétration de l'éolien est un élément structurel susceptible d'accroître l'activité de « countertrading » et son coût à l'avenir. Elle n'est pas documentée comme il se doit aujourd'hui. Le « gaming » a été abordé de façon intensive au moment de la saga Enron et ne nécessite pas que l'on s'y attarde plus longtemps. L'aspect du design du marché provient du fait que des machines sont requises pour supprimer la congestion de ligne, mais aussi pour aider à trouver un prix unique compatible en termes d'incitation, ce qui est un objectif plus exigeant. Inutile de dire que l'on peut s'attendre à ce que ces difficultés augmentent aussi avec la taille de la zone : les échanges de countertrading dans une vaste zone de prix vont probablement être plus importants que dans une petite zone, sauf si le réseau présente une capacité suffisante. La proposition de FBMC actuelle fait appel à des zones très vastes.

Pour résumer, le « countertrading », s'il se développe (par exemple en raison de la pénétration de l'éolien), soulève au moins trois questions. Tout d'abord, la proposition de FBMC actuelle ne stipule pas clairement comment l'optimisation du « countertrading » va être couplés au CPSM. Ensuite, parce que le « countertrading » réduit le nombre de machines flexibles pouvant être utilisé dans les enchères, il peut compliquer le traitement des ordres blocs dans le CPSM. Troisièmement, le manque possible de ressources de redispatching peut exacerber les difficultés au niveau du couplage de prix. Tout comme la proposition de FBMC suppose que le couplage de prix est toujours possible, elle assume que le « countertrading » sera toujours possible et ne mentionne même pas la possibilité de ressources de redispatching insuffisantes. Nous allons maintenant approfondir la question du prix.

8.4.4. Difficultés de calcul du prix

Les difficultés économiques créées par les ordres blocs semblent moins bien comprises que les aspects liés au calcul dans la proposition de FBMC. Les bourses européennes sont censées clôturer à un prix d'énergie unique dans chaque zone, l'ensemble de ces prix zonaux étant compatible en termes d'incitation avec les échanges de volume déterminés par le CPSM global. C'est ce que l'on appelle le couplage de prix. Le prix zonal est utilisé pour rémunérer ou facturer

toutes les transactions énergétiques transitant par la bourse : la proposition de FBMC ne prévoit pas d'autre paiement. En jargon économique, les prix sont linéaires (le paiement total est strictement proportionnel au prix) et anonyme (chaque agent voit le même prix). Les ordres blocs peuvent invalider l'existence de prix zonaux linéaires et anonymes. En d'autres termes, le couplage de prix peut être impossible pour certains schémas d'offre et de demande. Le problème n'est pas spécifique à la proposition de FBMC. Il existe également dans le TCMC où il est reconnu à travers des blocs rejetés paradoxalement (« Paradoxically Rejected Blocs » ou PRB). Il s'agit d'ordres en bloc qui devraient être acceptés pour leur prix (ils sont rentables au prix trouvé par le CPSM), mais sont « paradoxalement » rejetés en volume (ils ne font pas partie de la solution trouvée par le CPSM). L'absence de prix de fixation du marché apparaît également dans les systèmes nodaux exploités selon le SMD. Ils existent en raison des contraintes machines comme des frais de démarrage ou un temps d'indisponibilité minimal (qui sont juste l'expression la plus directe du phénomène créant les ordres blocs). Attardons-nous quelque peu sur ces points.

La question de l'existence d'un prix de fixation du marché (couplage des prix) devrait être distinguée de celle de la résolution du CPSM (couplage en volume). Les ordres blocs compliquent sur le plan du calcul la définition d'un ensemble d'ordres optimisant le surplus des consommateurs et producteurs (couplage de volume), mais ils ne remettent pas en question l'existence de cet ensemble, du moins s'il y a assez de capacité de production flexible (l'on ne peut pas garantir que la demande sera toujours satisfaite s'il y a un manque de capacité ou si la capacité consiste uniquement en machines inflexibles). Le CPSM va toujours conclure sur la base d'un ensemble d'ordres acceptés et rejetés éventuellement en une solution sous-optimale. Il permettra donc toujours le couplage en volume. Par contre, la recherche d'un prix de fixation du marché peut déboucher sur le fait qu'il n'existe pas de prix qui supporte cette solution. Autrement dit, un prix d'énergie horaire linéaire et anonyme qui incite les producteurs et les consommateurs à exploiter leurs sites comme le requiert le CPSM peut ne pas exister. Nous faisons brièvement allusion à un phénomène similaire d'absence de prix de fixation du marché dans le cadre de la discussion des infrastructures critiques : L'absence de couplage en prix signifie que certains agents peuvent ne pas être incités à se conformer avec les résultats de l'enchère après avoir appris le prix qu'ils paieront ou recevront dans cette enchère.

La littérature sur le sujet est limitée mais importante (par ex. Hogan 2008, Hogan et Ring 2003, O'Neill et al. 2005, 2008 Scarf, H.E. 1990, 1994, Motto, A.L. et F.G. Galiana. 2002). La question est apparue au début de l'expérience avec les systèmes exploités selon le SMD. La cause du

problème est profonde et a été illustré il y a longtemps à partir d'un exemple très simple dans Scarf 1990. La solution consiste à partir d'enchères à prix unique et de passer à des enchères « multi-unités » ou « combinatoires » et de pratiquer des « prix non linéaires ». Alors que l'expression peut impliquer pas mal de jargon, l'idée sous-jacente est simple bien que sa mise en œuvre soit compliquée. Le principe est que des paiements et charges ne devraient pas revenir à un prix de l'énergie unique, mais soient accompagnés par d'autres paiements. L'exemple le plus standard consiste à rémunérer les producteurs à la fois pour la production d'énergie et à la fois pour le lancement ou le maintien d'une machine (une amélioration par rapport à la terminologie SMD). Comme nous venons de le dire, l'idée est simple, mais sa mise en œuvre peut ne pas l'être. La discussion des prix non linéaires va au-delà de la portée de ce rapport.

En dépit de son importance, les économistes ont tendance à faire abstraction du problème des prix non linéaires de l'électricité : les ordres blocs ou les contraintes machines impliquent ce que l'on appelle en jargon des « non-convexités », phénomène que les économistes n'apprécient pas. Fait intéressant, les personnes en charge de l'optimisation négligent également ce problème parce qu'il s'agit d'une question de prix et qu'elles sont rarement intéressées dans les prix. Cette double négligence a des impacts intéressants : l'étude menée par London Economics (London Economics 2007) pour la Commission européenne utilise un modèle d'ingénierie (« Analyse de marché » de « décisions énergétiques globales ») qui prend effectivement en charge les indivisibilités (non-convexités) au niveau de la machine. L'étude a été menée sur cinq marchés européens de l'électricité pour les années 2003, 2004 et 2005 après une vaste collecte de données. L'analyse est exhaustive, mais omet de vérifier la compatibilité des prix obtenus en termes d'incitation. La Commission en a conclu que « ...les prix de gros de l'électricité sont nettement plus élevés que ce que l'on pourrait attendre de marchés parfaitement concurrentiels... » Cette affirmation peut être mise en question : il est possible qu'il n'existe pas de prix compatibles en termes d'incitation dans un système qui implique des ordres en bloc et des prix qui ne sont pas compatibles en termes d'incitation « (ne) seraient (pas) attendus d'un marché parfaitement concurrentiel ». Toutefois, une interprétation large de cette déclaration pourrait toujours être utile dans la pratique si l'impact des ordres en bloc n'était pas important par rapport à la situation où ils auraient été absents. L'étude n'a cependant pas vérifié ce point et partant, ne dit rien sur l'éventuelle incompatibilité en termes d'incitation des prix qu'elle trouve. Le rapport a traité l'aspect calcul du problème des ordres en bloc (dans ce cas, en agissant directement sur les contraintes techniques des machines comme dans une approche SMD), mais n'a pas examiné cette conséquence économique sur les prix.

La proposition de FBMC est clairement consciente du problème, mais peut ne pas en appréhender pleinement toutes les conséquences. Le FBMC reconnaît l'absence de prix de fixation du marché lorsqu'il fait référence aux blocs paradoxalement rejetés (PRB) : des blocs sont rejetés alors que leur prix indiquent qu'ils devraient être acceptés. Toutefois, parallèlement, les auteurs du FBMC affirment que le logiciel doit toujours être capable de trouver une solution au couplage des prix. Ce n'est de toute évidence pas possible lorsque le prix de fixation du marché n'existe pas. Nous avons déjà mentionné la solution : utiliser des enchères « multi-unités » ou « combinatoires » et pratiquer des « prix non linéaires ». Nous ne retrouvons aucune trace de ce raisonnement dans les propositions actuelles.

Il est important de rappeler, au risque de se répéter, que l'éventuelle non-existence d'une fixation du marché ne provient pas de l'utilisation d'un modèle « Flow-based », « Transmission Capacity » ou nodal du réseau. Elle est inscrite dans les ordres blocs et au final dans les contraintes machines, c'est-à-dire dans la technologie de production. L'on ne peut rien y faire : plus la fraction d'un marché donné couvert par des ordres blocs est grande, plus il est difficile de trouver des prix pour la fixation du marché. Toutefois, le choix d'un modèle de réseau ou d'un autre peut amplifier ce problème. Les principes sont simples. Tout d'abord, élargir l'ensemble de machines flexibles (non impliquées dans des ordres blocs) participant au marché de l'énergie pourrait faciliter la détermination d'un prix de fixation de marché. Les architectes du FBMC ne peuvent pas faire grand-chose à la structure du système de production et partant, à la capacité existante de machines flexibles. Ils peuvent toutefois agir sur le nombre de zones et sur le recours au « countertrading ». Le système zonal réduit l'espace des prix possibles (un prix par zone et peu de zones) et le « countertrading » en vue d'éliminer la congestion intrazones réduisent le nombre de machines flexibles disponibles pour fixer les prix. Cette discussion peut sembler théorique, mais elle ne l'est pas. Le 28 novembre 2005, le GRT suédois s'est trouvé confronté à un espace des prix qui s'était réduit à zéro : il ne pouvait pas trouver de machines pour atteindre un prix de fixation du marché pour sa zone et a dû réduire les capacités de transport avec le Danemark en vue de résoudre son problème de zone. PJM donne l'autre facette de cette situation. L'extension de la couverture géographique du marché a en effet simplifié le problème du traitement des indivisibilités de machines (en Europe, les ordres blocs). PJM utilise toutefois des prix non linéaires pour coupler les prix des nœuds !

8.4.5. Questions de gouvernance

L'intention initiale du couplage des marchés était d'intégrer les marchés par le biais d'un processus itératif entre les GRT et les bourses sans nécessiter de couche d'activité centralisée

additionnelle. Les ordres blocs invalident cet objectif en nécessitant un traitement MIP centralisé du CPSM. La solution de ce problème MIP ne peut pas être trouvée par des interactions entre les bourses et les GRT à un niveau purement horizontal. A l'instar du TCMC, le FBMC nécessite un niveau centralisé de calcul pour traiter les ordres blocs. Cette situation aurait pu susciter des difficultés organisationnelles, qui sont apparemment résolues. Il aurait toutefois été bon de garder la possibilité de leur résurgence à l'esprit. Nous avons en effet vu que les infrastructures critiques requièrent aussi un calcul central. Les ordres blocs et les infrastructures critiques se combinent pour progressivement aboutir à une organisation dans le style d'un ISO où une entité ne possédant pas d'actif tient des enchères pour fixer le marché et traite le flux d'informations nécessaire à cet effet. Le concept d'un ISO est difficile à faire passer en Europe. En outre, cette organisation de type ISO a quelque chose de spécial : elle est construite sur la base des NEC établis par les bourses dans chaque zone et pas sur la base des ordres individuels nodaux. Comme argumenté tout au long de ce rapport, cette différence est loin d'être sans importance et pourrait créer des difficultés avec de très vastes zones. Par conséquent, l'expérience du marché intérieur de l'énergie suggère d'être très prudent : toute solution qui requiert un traitement centralisé des fonctions de GRT peut toujours rebondir, particulièrement si cette fonction est une fonction de type ISO intégrée et qu'elle rencontre des difficultés techniques.

8.4.6. Conclusion

Les ordres blocs viennent s'ajouter aux difficultés créées par les infrastructures critiques déjà mentionnées à la section 8.3. Toutefois, les ordres blocs suscitent de nouvelles questions plus profondes en ce sens qu'elles ne peuvent pas être résolues simplement en passant d'un système zonal à un système nodal. Ces difficultés donnent naissance à des indivisibilités dans le fonctionnement des producteurs. Les auteurs de la proposition de FBMC font allusion au problème lorsqu'ils distinguent le couplage de volume et de prix et mentionnent les PRB. Reste toutefois à savoir s'ils sont pleinement conscients de l'importance de la question lorsqu'ils exigent que le logiciel soit capable de trouver un couplage de prix et de volume. Le couplage de volume peut toujours être trouvé. Par contre, le couplage de prix peut être impossible dans certains cas, du moins tant que l'on n'a pas recours à des mesures plus draconiennes telles que des prix non linéaires. La proposition ne mentionne pas les prix non linéaires.

L'expérience du marché intérieur de l'électricité suggère que les difficultés techniques sont habituellement traitées par des méthodes ad hoc. La combinaison des difficultés liées au couplage de volume en raison du système zonal (cf. section 8.3) et les subtilités du couplage de

prix du fait des ordres en bloc (cette section) peut mener à la décision de rejeter l'ensemble de l'approche de FBMC ou de la réduire au point qu'elle n'apporte plus d'amélioration par rapport au TCMC. Il est donc important de rappeler que la plupart des difficultés créées par les infrastructures critiques et les ordres en bloc sont bien comprises et que leur solution est connue.

9. ECHANGES INFRA-JOURNALIERS ET D'AJUSTEMENT : DISPOSITIONS

PRÉLIMINAIRES

Nous avons expliqué que la proposition visant à organiser le marché J-1 sur la base des PTDF de nœud à ligne constituerait un grand pas en avant, mais que l'approche des PTDF de zone à ligne complique sérieusement les choses. L'utilisation de zones identiques aux pays pourrait même mettre en doute la validité de l'ensemble. La théorie et la pratique incitent à la prudence : la théorie explique que le choix des GSK dans le système zonal proposé requiert en principe de résoudre un problème en point fixe, une idée qui est totalement absente dans les documents actuels. Les tests préliminaires dont il est question dans la proposition de FBMC mettent à jour des difficultés en termes de faisabilité qui pourraient très bien être liées au choix des GSK. La pratique révèle des difficultés avec de nombreux systèmes zonaux qui, comme ERCOT, ont tenté un modèle « flowgate » similaire basé sur les zones mais ont finalement opté pour un système nodal. Toutefois, le passage au FBMC et l'introduction d'infrastructures critiques sont un progrès potentiellement assez important pour poursuivre la discussion et envisager l'extension possible de l'approche aux autres phases des échanges, à savoir l'infra-journalier et le temps réel. Nous poursuivons en assumant globalement un FBMC de nœud à ligne. Il peut ne pas être strictement nécessaire, mais il simplifie certainement la discussion.

De nos jours, les approches des opérations en J-1, infra-journalières et d'ajustement sont incohérentes les unes par rapport aux autres. L'objectif des échanges infra-journaliers est de permettre aux agents de mettre à jour des positions héritées des échanges en J-1 en réaction aux innovations du marché. Il est conforme au modèle financier standard des échanges continus. Ce processus d'actualisation requiert des organisations compatibles des marchés J-1 et infra-journaliers : tout particulièrement, les droits de propriété de matières premières et de transport échangés doivent être identiques tout au long de l'évolution du marché et échangés dans des conditions similaires. Par contre, l'observation fait apparaître des différences frappantes entre les architectures proposées pour les échanges en J-1 et infra-journaliers. Une première divergence est que le prix du transport n'est plus fixé dans les échanges infra-journaliers, mais que ce service est offert gratuitement sur une base premier arrivé, premier servi tant qu'il reste de la capacité disponible. Cette allocation purement quantitative (pas dictée par le prix) crée une véritable discontinuité entre la tarification du transport sur les marchés en J-1 et infra-journaliers qui réduit à néant toute possibilité d'arbitrage pertinente entre les deux. Il n'existe pas de raison évidente à cette discontinuité et l'on n'en trouve aucune dans les

documents existants. Au contraire, l'on peut facilement imaginer pourquoi cette discontinuité de l'organisation est contreproductive. Les agents qui doivent payer pour obtenir du transport sur le marché J-1, mais peuvent l'obtenir gratuitement en infra-journalier seront encouragés à attendre le marché infra-journalier. Ils ne sont pas certains de trouver de la capacité de transport sur le marché infra-journalier, mais ils sont encouragés à essayer. Il n'existe aucune raison économique de donner gratuitement de la capacité qui n'a pas été allouée sur le marché J-1 si la demande pour cette capacité augmente sur le marché infra-journalier. La valeur réelle de la capacité est celle qui prévaut en temps réel lorsque le marché compense physiquement. Ce n'est pas la valeur sur un marché « forward » qui, conformément aux principes standard de la finance, devrait être orientée par la valeur en temps réel. Toute cette logique financière est perdue si l'on commence à allouer de la capacité gratuitement entre le marché J-1 et le temps réel. Il convient également de noter qu'attendre que le marché infra-journalier fournisse une ressource qui est rendue artificiellement gratuite jusqu'à ce que l'on atteigne sa limite de disponibilité ne revient pas à jouer avec le hasard comme affirmé dans le rapport des GRT (Cegedel et al. (sans date)) : il s'agit d'un comportement économique normal. Les agents économiques se comportent en fonction des incitations qu'ils reçoivent de la part des concepteurs du système : ils ne sont pas censés corriger les erreurs des concepteurs.

Un raisonnement analogue peut être fait en ce qui concerne les architectures respectives du marché infra-journalier et des opérations d'ajustement. Si d'aucuns admettent que l'infra-journalier peut se poursuivre pratiquement jusqu'au temps réel, l'arrangement est totalement différent en temps réel : l'on autorise les échanges en infra-journaliers, mais on tente de les empêcher en temps réel. Il s'agit d'une nouvelle discontinuité qui empêche l'arbitrage entre l'infra-journalier et le temps réel. En l'occurrence, cette discontinuité est toutefois voulue : l'objectif avoué est en effet d'inciter les agents à rester en équilibre en pénalisant des déséquilibres au-delà du prix. Autrement dit, l'objectif est d'empêcher les agents de transférer une partie de leurs achats au temps réel. A nouveau, cette volonté ne s'appuie sur aucune bonne raison économique. Il n'y a certainement pas de raison économique justifiant que l'on rende l'ajustement plus coûteux que son coût marginal et partant, que l'on décourage les achats d'électricité en temps réel. Pour la même raison que sur le marché en J-1, il n'y a aucune raison économique pour ne pas essayer de réduire le coût de l'ajustement par le biais de l'arbitrage des ressources d'ajustement entre systèmes, c'est-à-dire essayer d'organiser l'ajustement transfrontalier de la même manière que l'on essaie d'organiser le commerce d'électricité transfrontalier.

La comparaison entre le marché en J-1 et le marché infra-journalier et le système d'ajustement nous amène à conclure que ces trois organisations différentes empêchent l'arbitrage temporel. Ces multiples arrangements sont en contradiction avec la vision financière selon laquelle les horizons J-1, infra-journalier et en temps réel ne sont que différentes étapes d'un même processus d'échange et partant, requièrent une plate-forme d'échange unique. Puisque cette vision a déjà été exposée dans l'introduction, nous ne faisons qu'en rappeler le principe ici. En raison de l'impossibilité de stocker l'électricité, les échanges physiques ont lieu uniquement en temps réel, qui est donc le seul marché réellement « spot ». Les autres marchés sont des marchés « forward » qui échangent des produits dérivés qui arrivent à échéance en temps réel sur le marché spot.

L'électricité est une matière première particulière et il pourrait y avoir des raisons techniques justifiant que l'on abandonne cette vision standard de la finance. L'expérience du SMD aux Etats-Unis nous apprend toutefois le contraire. Le SMD organise les marchés en J-1 et en temps réel de la même manière. Des tentatives ont été menées dans un autre sens, notamment en adoptant une représentation plus grossière du réseau sur le marché J-1 qu'en temps réel (Kamat et Oren, 2004). Cette tentative revêt un intérêt particulier dans le cas qui nous occupe : l'idée était d'être basé sur des zones en J-1 et basé sur des nœuds en temps réel. Cette solution a été tentée puis abandonnée dans ERCOT. Néanmoins, les tentatives consistant à travailler avec différentes visions du réseau ne sont jamais allées jusqu'à introduire une discontinuité totale entre les marchés en J-1 et en temps réel. Si l'on étend cette expérience SMD aux débuts du marché infra-journalier, l'on peut conclure qu'il n'y a aucune raison pour que les marchés J-1, infra-journalier et en temps réel soient organisés différemment alors que le même concept de marché peut s'appliquer à toutes les étapes.

Avant de conclure, il peut s'avérer utile d'essayer d'identifier la faille logique (la cause profonde) qui mène aux discontinuités dans les organisations proposées en J-1, infra-journalière et en temps réel en Europe. Les trois organisations diffèrent au niveau de leur forme, mais aussi d'un principe fondamental : il n'y a pas de tarification du transport dans l'organisation des échanges infra-journaliers ou en temps réel. Le prix du transport est implicitement fixé à zéro en infra-journalier et à l'infini en temps réel aussi longtemps qu'il n'y a pas d'échanges transfrontaliers d'ajustement. Autrement dit, le lien fondamental entre l'énergie et le transport qui résulte des propriétés basiques de l'électricité et qui a mis tellement de temps à être reconnu sur le marché J-1, est une nouvelle fois abandonné. Il n'y a aucune raison logique à ce fait : rappelez-vous que le raisonnement basique est que le lien entre les prix de l'énergie et du transport est établi sur le

marché en temps réel et étendu à d'autres marchés sous le couvert d'arguments économiques et financiers standard.

De même, il n'y a aucune raison pratique pour ne pas conserver ce lien entre l'énergie et le transport à tous les stades des échanges. L'expérience de PJM montre que l'on peut réévaluer les caractéristiques du réseau toutes les cinq minutes pour un système de plus de 8.000 nœuds et utiliser les informations pour produire simultanément des prix de l'électricité et du transport à cette fréquence. Cela implique que l'on peut regrouper les échanges en J-1, infra-journaliers et en temps réel dans la même architecture. L'utilisation des PTDF et leur actualisation très fréquente en vue d'adapter la représentation du réseau nous amène à une situation très proche du modèle financier qui envisage le processus de formation du prix comme le résultat d'un commerce continu. Le reste de notre discussion repose sur ce constat : il convient de concilier le concept actuel de la vision standard de la finance en déplaçant le modèle « flowgate » vers les échanges infra-journaliers et en temps réel.

10. TRANSFORMATION DE L'AJUSTEMENT EN UN MARCHÉ EN TEMPS RÉEL

Les autorités de la concurrence considèrent à raison l'organisation actuelle de l'ajustement comme une barrière d'accès. L'argument est simple et convaincant : un nouvel arrivant dont les ressources de production et la clientèle sont limitées peut avoir des difficultés à rester en équilibre. C'est la barrière : elle peut être plus ou moins dissuasive. Si l'ajustement est facturé à un prix supérieur à son coût ou si son coût est plus élevé qu'il ne devrait l'être à cause des principes de l'ajustement, la barrière est renforcée. Ce point suscite à l'évidence la question de savoir si le maintien de l'équilibre est un objectif toujours justifié. De toute évidence, le maintien de l'équilibre simplifie la tâche des GRT. Toutefois, cette simplification ne devrait pas aller jusqu'à facturer le déséquilibre plus que ce qu'il ne coûte ou devrait coûter s'il avait été fourni par un GRT efficace.

L'observation de la situation existante suggère, mais ne prouve pas, que le coût de l'ajustement est supérieur à ce qu'il devrait être, et ce pour une raison triviale. Le même raisonnement que celui qui suggère que l'arbitrage transfrontalier sur le marché J-1 est globalement bénéfique (augmente le surplus des consommateurs et producteurs) suggère également que l'arbitrage transfrontalier devrait être bénéfique à l'ajustement. Par ailleurs, le même raisonnement qui suggère une approche basée sur le marché pour l'allocation des « capacités de transport »

suggère également une approche basée sur le marché pour la définition des prix des ressources d'ajustement transfrontalières. La question fondamentale est de savoir si les mêmes instruments que ceux utilisés aujourd'hui pour l'organisation des échanges transfrontaliers (à savoir les capacités de transport) sur le marché en J-1 peuvent aussi être utilisés dans le cadre d'une approche basée sur le marché des échanges transfrontaliers de ressources d'ajustement. La réponse est probablement négative : le calcul des CT est complexe, il n'est pas faisable en temps réel et même s'il l'était, les CT actualisées ne permettraient pas de simuler l'impact sur les prix de flux résultats des échanges en temps réel des déséquilibres. Le système allemand illustre différentes visions contemporaines du marché J-1 et d'ajustement. Si les opérateurs insistent pour que l'on crée une zone unique sur le marché en J-1, ils maintiennent quatre zones d'ajustement en temps réel. Ils limitent donc leur activité à leurs propres zones de contrôle. La raison est probablement que les exploitants peuvent prendre des arrangements portant sur d'importants échanges de « countertrading » en vue d'éliminer la congestion sur les marchés J-1, alors que cela devient bien plus difficile en temps réel lorsque l'on utilise les capacités de transport. Particulièrement, l'on ne peut pas fixer de façon sensée le prix de l'ajustement en temps réel sur la base des CT. Les PTDF peuvent-ils nous y aider ?

10.1. Adaptation du FBMC à l'ajustement

L'ajustement est une notion zonale en Europe : toute unité de production de flexibilité appropriée dans une zone peut contribuer à l'ajustement. La gestion de la congestion est prise en charge dans une autre fonction. Supposons que nous respectons le principe : la question est de savoir si nous pouvons établir des échanges transzones de services d'ajustement à l'aide des PTDF à des fins de gestion de la congestion. La réponse varie selon que l'on utilise des PTDF de nœud à ligne ou des PTDF de zone à ligne.

Disons-le franchement, il est possible d'utiliser une plate-forme FBMC basées sur des PTDF de nœud à ligne afin d'organiser un marché en temps réel de ressources d'ajustement. Les PTDF de nœud à ligne peuvent être recalculés à court terme, en tenant compte des positions d'injection et de prélèvement actuelles et de la typologie du réseau. Les PTDF de nœud à ligne sont alors équivalents à une approximation des équations des flux de charge pouvant fournir des prix d'électricité et de transport en temps réel pour tout schéma de déséquilibre et d'utilisation des ressources d'ajustement. Cette affirmation requiert toutefois quelques qualifications.

Remarquons d'abord que le CPSM utilisé pour compenser le marché en J-1 s'applique aussi pour compenser le marché des ressources d'ajustement et des services de transport en temps réel. Le modèle doit fonctionner plus vite parce que l'exploitation se fait en temps réel, mais sa mission est aussi beaucoup plus simple. Les ordres en bloc ne font pas partie du marché d'ajustement (des ordres invisibles ne permettent pratiquement pas l'ajustement). Par conséquent, le CPSM va fonctionner avec un ensemble donné d'ordres en bloc. Les difficultés de calcul (l'utilisation d'un algorithme MIP) mentionnées à la section 8.4.1 disparaissent ainsi que les difficultés de prix abordées à la section 8.4.1. L'optimisation est réalisée à l'aide de « ressources flexibles » (machines flexibles) pour un segment de temps déterminé et il n'y a aucune difficulté de couplage de prix dans un système nodal lorsque les machines sont engagées et qu'il faut seulement décider de leur niveau d'exploitation (ce qui est le cas en temps réel). L'expérience du SMD confirme cette vision. En effet, ces systèmes ont commencé avec le seul marché en temps réel et partant, ont fait exactement ce qu'un marché d'ajustement en temps réel ferait. Nous savons donc que c'est possible et que les PTDF de nœud à ligne sont des instruments appropriés dans ce but.

L'aspect nodal de cette solution constitue également son revers dans les discussions européennes actuelles. La proposition de FBMC repose sur des zones et pas sur des nœuds. La représentation du réseau est construite à l'aide de PTDF de zone à ligne et pas avec des PTDF de nœud à ligne. Le passage des uns aux autres requiert des hypothèses en ce qui concerne la distribution des injections/prélèvements dans une zone en injections/prélèvements nodaux (les GSK). L'on peut arguer (éventuellement de façon peu convaincante) qu'il est possible de trouver de bons GSK sur le marché J-1. L'on ne peut pas avancer le même genre d'argument pour le temps réel où le mix de ressources d'ajustement évolue rapidement. Notre raisonnement antérieur était qu'il n'y a aucune objection à utiliser des PTDF de nœud à ligne pour la sélection d'ordres en CPMP. Un système zonal peut sélectionner des ordres et partant, effectuer du couplage de volume à l'aide de PTDF de nœud à ligne. Le couplage de prix nodal devient alors un sous-produit. La question qui se pose est le problème de compatibilité en termes d'incitation lorsque l'on passe de prix nodaux à des prix zonaux. Nous n'avons pas conclu cette question à la section 8.4.4 en raison du manque d'informations sur le processus de calcul de prix zonal. Nous ne concluons pas non plus ici : de nombreux aspects peuvent être explorés, mais ils dépassent la portée de ce rapport.

10.2. Questions de gouvernance

Actuellement, l'ajustement est une activité non marchande menée par des GRT individuels : des documents existants disponibles sur le site Internet d'ETSO montrent le peu d'harmonisation et pratiquement pas d'intégration entre les GRT. Des projets existent et un certain progrès a été enregistré, mais le tout reste pour le moins vague. La transformation du système actuel d'ajustement en un marché en temps réel va donc susciter une résistance organisationnelle considérable que l'on ne doit pas espérer surmonter dans un proche avenir. Comme discuté, il existe aussi de réelles difficultés techniques en raison de la qualité des PTDF de zone à ligne en J-1 et en temps réel. A ce stade, il est donc raisonnable de se concentrer sur le FBMC en J-1, tout en maintenant, en parallèle, une activité secondaire qui examine les implications de la transposition de ces développements à l'ajustement et aux échanges en temps réel.

Transformer l'ajustement en un marché en temps réel suscite aussi la question de l'implication des bourses. La logique du commerce en continu suggère que les bourses doivent participer au marché en temps réel, mais l'organisation actuelle n'indique pas clairement comment y parvenir. La question de l'interaction des GRT et des bourses en temps réel peut donc aussi être incorporée dans l'activité secondaire.

11. LE MARCHÉ INFRA-JOURNALIER

Le marché infra-journalier entend permettre aux agents sur le marché d'adapter leur position en réaction aux innovations après la clôture du marché en J-1. Il n'y a pas d'échanges infra-journaliers physiques dans des systèmes exploités selon le paradigme SMD puisque les agents peuvent arbitrer entre les marchés J-1 et temps réel. Toutefois, le système SMD inclut un marché infra-journalier virtuel qui est purement financier et n'implique pas de modifications de positions physiques. L'objectif des échanges infra-journaliers virtuels est de faciliter l'arbitrage dans le temps, un thème qui devrait nous être familier à ce stade. Des échanges infra-journaliers physiques sont certainement nécessaires sur les marchés européens actuels qui ne possèdent pas de marché en temps réel. Même si la logique économique voudrait que l'on commence par développer le marché en temps réel, des raisons pragmatiques justifient que l'on donne la priorité aux marchés infra-journaliers. Tout d'abord, les parties prenantes réclament un marché infra-journalier bien plus fort qu'une réforme de l'ajustement. Ensuite, le marché infra-journalier est actuellement en phase de développement et toujours en changement.

Inversement, l'ajustement est un système d'ores et déjà établi qui est mis en œuvre d'une manière plutôt hétérogène dans les différents Etats membres. Sur le plan de l'organisation, la transformation et l'harmonisation d'un système hétérogène existant sont beaucoup plus exigeantes que l'orientation d'un système toujours en phase de développement. Par conséquent, l'introduction du FBMC sur le marché infra-journalier offre la possibilité de bénéficier d'une expérience d'apprentissage qui pourrait modérer la résistance face à une réforme future des activités en temps réel. La troisième raison sera évoquée à la prochaine section : la pénétration de l'éolien et les progrès réalisés au niveau des prévisions de la vitesse du vent vont bénéficier du développement d'échanges infra-journaliers sophistiqués. Cette dernière raison peut sembler académique, mais est devenue un thème récurrent de ce rapport : les échanges infra-journaliers se rapprochent du paradigme des échanges continus en finance ; ils font allusion à un système globalement plus cohérent.

11.1. L'adaptation du FBMC aux échanges infra-journaliers

Le développement des échanges infra-journaliers en Europe est présenté dans certains documents d'ETSO pouvant être téléchargés sur le site Internet de l'organisation. Cegedel et al. (sans date) propose une analyse récente de l'intégration des différents systèmes infra-journaliers. Les auteurs suggèrent, mais n'imposent pas, une architecture basée sur le FBMC. Cette suggestion est saine : les échanges infra-journaliers sont la suite des échanges en J-1 et il est plutôt raisonnable d'organiser les deux systèmes sur la même base. En fait, toute la discussion du marché J-1 menée dans ce rapport s'applique à l'infra-journalier avec certaines simplifications. En particulier, la représentation du réseau pour les échanges infra-journaliers devrait également reposer sur les PTDF parce que cette représentation du réseau permet de suivre et de prévoir l'impact de changements au niveau des injections et des prélèvements sur l'utilisation des lignes. D'aucuns pourraient arguer que les PTDF de zone à ligne sont acceptables à proximité du J-1, mais la question du passage aux PTDF de nœud à ligne citée pour l'ajustement ne peut être évitée lorsque l'on approche du temps réel. Comme avant, nous laissons cette question ouverte. Quoi qu'il en soit, l'adoption du modèle « flow-based », éventuellement sujette à controverse au vue de certaines déclarations de Cegedel et al., implique que le prix de l'énergie et du transport doit être fixé au même moment et que le transport ne devrait pas être simplement proposé gratuitement dans les limites des capacités disponibles. Le même système que celui dans le cadre duquel les services de transport sont payants sur le marché en J-1 devrait s'appliquer à l'infra-journalier. Cette condition est requise pour l'arbitrage. Le CPSM utilisé pour la compensation du marché en J-1 peut également être utilisé aux différentes étapes du marché infra-journalier à condition que l'on actualise les données après la clôture du marché en J-1. Des simplifications interviendront dans le CPSM puisqu'il faut éviter ou limiter les modifications des ordres en bloc à mesure que l'on s'approche du temps réel. Le calcul des PTDF peut être actualisé pour tenir compte du changement de positions sur le marché de l'énergie et des éventuelles modifications de la topologie du réseau.

11.2. Questions de gouvernance

Bien que l'idée du développement de l'infra-journalier suivant le modèle du marché en J-1 apparaisse dans Cegedel et al., le présent rapport met à jour une réflexion beaucoup moins structurée que la proposition de FBMC actuelle. Il est en effet facile d'analyser la proposition de FBMC existante et d'identifier des points préoccupants. Par contre, il est très difficile, hormis la

mention d'une éventuelle dépendance à l'architecture FBMC, de déchiffrer les intentions réelles de Cegedel et al. Le premier objectif est donc de clarifier les idées.

Comme pour le temps réel, mais éventuellement avec un sens de l'urgence plus élevé, il est dès lors raisonnable à ce stade d'introduire une activité secondaire qui examinerait systématiquement les implications de l'adoption des principes du FBMC pour les échanges infra-journaliers. Le principal danger perçu à la lecture de Cegedel et al. est qu'une manière de penser spécifique à l'infra-journalier développe des difficultés naissantes d'harmonisation non seulement entre les marchés en J-1 et infra-journaliers, mais aussi entre des systèmes géographiques à l'avenir. Inutile de dire que la nécessité d'une pensée commune entre les marchés J-1 et infra-journaliers s'applique aussi entre les bourses et les GRT.

12. RÉCAPITULATIF

Il apparaît que le recours à la représentation « flow-based » du réseau permet d'intégrer la plate-forme d'échange en un ensemble unique allant du J-1 au temps réel en passant par le marché infra-journalier. Le thème moteur provient de l'idée du commerce continu en finance. Les agents effectuent des échanges sur la base de leurs connaissances courantes du marché en J-1 et actualisent leurs positions à mesure qu'ils apprennent plus de choses sur la demande, la production, le réseau, etc. Ce faisant, ils prennent des positions « forward » qui sont réglées aux prix du marché à cet instant. A chaque moment, le marché est fixé suivant le résultat d'un modèle de maximisation des surplus consommateurs et producteurs CPSM. Le couplage en volume sera possible tout au long du processus. Des questions subsistent quant à un couplage en prix. Les échanges d'ordres blocs devraient s'arrêter ou au moins être réduits de façon draconienne à un stade donné du processus. Nous savons avec certitude que les ordres blocs ne peuvent jouer le moindre rôle en temps réel, mais leurs échanges devraient cesser avant le temps réel puisque des modifications à des ordres en bloc introduisent des variations drastiques des prix de fixation du marché et entraînent parfois la disparition de ces prix et l'impossibilité de coupler les marchés au niveau du prix. Cette question est pertinente quelle que soit l'approche de couplage de marché retenue, qu'elle soit « flow-based » ou basée sur la capacité de transport.

Les autres questions sont des conséquences directes de l'application du système zonal et apparaissent d'ores et déjà sur le marché J-1. Il n'est pas clairement établi dans quelle mesure

la congestion sur une infrastructure critique située dans une zone intervient sur le prix zonal. De même, l'on ignore de quelle manière le calcul des PTDF de zone à ligne va s'effectuer à mesure que l'on s'approche du temps réel. Notons que nous signalons ces difficultés dans l'idée qu'elles doivent être résolues. Elles ne devraient pas être utilisées comme argument pour contourner les réels problèmes qui doivent être pris sérieusement en charge si le marché intérieur de l'électricité lui-même veut être pris au sérieux.

13. SOURCES INTERMITTENTES

L'Union européenne s'est lancée dans une politique ambitieuse dans le domaine des renouvelables. Elle s'accompagne d'un objectif majeur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Les sources d'énergie renouvelable sont intermittentes et partant, ne peuvent pas être commandées totalement. Les centrales nucléaires, au charbon et au gaz équipées du CCS n'émettent pas de gaz à effet de serre (ou pratiquement pas pour le CCS) et il subsiste des problèmes de flexibilité. Le « dispatching » du système de production devrait donc devenir plus difficile à mesure que nous progressons vers ces objectifs en termes de renouvelables et de gaz à effet de serre.

Les sources intermittentes posent un problème bien à elles qui peut grandement tirer profit des progrès réalisés au niveau de l'architecture de marché. Aujourd'hui, il est impossible de prévoir la vitesse du vent un jour à l'avance, ce qui implique que la production éolienne ne sera pas connue ou à tout le moins de façon très imparfaite sur le marché J-1. Toutefois, les prévisions s'améliorent à mesure que l'on avance dans le temps et deviennent très bonnes quelques heures avant le temps réel. Normalement, cette amélioration devrait impliquer des échanges actifs dès lors que l'on passe du J-1 au temps réel et à mesure que les informations sur la production éolienne à venir sont progressivement connues. L'idée d'une plate-forme d'échange unique allant du J-1 au temps réel est donc essentielle. De même, l'éolien présente ses propres caractéristiques géographiques, puisque le gros des parcs sont généralement situés le long des côtes et que de nouvelles installations se développent progressivement au large des côtes (offshore). Cette évolution aura des implications au niveau du réseau avec les conséquences que la dimension spatiale des échanges va également devenir importante. Ces caractéristiques suggèrent une activité d'échange sophistiquée dans le cadre de laquelle il conviendra de tenir compte de prévisions géographiquement différenciées de la vitesse du vent qui deviennent plus

précises à mesure que l'on passe du J-1 au temps réel. Cela signifie également que les signaux de prix et l'activité d'échange devront également intégrer ces différenciations spatiales et temporelles. Si l'on considère la proposition de FBMC actuelle et les perspectives visées en matière de pénétration éolienne, il est difficile de croire que l'on se satisfera à l'avenir d'un prix en J-1 unique de l'électricité en vigueur du nord au sud de l'Allemagne.

L'expérience de l'ISO/RTO fonctionnant selon le paradigme SMD aux Etats-Unis a révélé que ces organisations se sont très bien adaptées à ce jour à la pénétration éolienne, même si elles prennent en charge une part de marché bien plus faible que celle prévue aujourd'hui en Europe. Cette expérience américaine souligne l'importance du couplage de prix pour émettre les bons signaux de « dispatch » et produire les bons incitants afin que les machines contrôlables produisent d'une manière qui s'adapte comme il se doit aux variations éoliennes. L'ancien système contrôle-commande aurait commandé les sources contrôlables en tenant compte des nombreuses sources de production dispersée. Le système réorganisé fonctionne par des incitations de prix. Il est donc essentiel que des prix existent et soient corrects. Spécifiquement, le continuum entre les phases successives du marché J-1 au temps réel et l'insistance sur le couplage de prix par rapport au couplage de volume particulièrement à l'approche du temps réel lorsque les prévisions éoliennes deviennent bonnes sont essentiels dans le cas présent. Le couplage de marchés par le biais de prix déterminés au niveau d'une bourse locale (et pas au niveau central) pourrait être problématique s'ils ne sont pas strictement « couplage de prix » (c'est-à-dire compatibles en termes d'incitation) et incitent les producteurs décentralisés à s'écarter des volumes déterminés par le CPSM. L'actualisation continue des prix par le CPSM au cours du temps est également essentielle lorsque l'on passe de J-1 au temps réel. L'expérience des systèmes SMD a mené aux conclusions suivantes : il est plus facile d'incorporer des sources intermittentes dans un système géographiquement plus vaste (PJM) et le passage d'un système zonal à nodal facilite aussi l'inclusion de l'éolien (ERCOT). Tant ces expériences que la théorie suggère que les « simplifications » introduites actuellement dans le FBMC et prévues pour la région CWE auront l'effet inverse en raison de la croissance de l'éolien. Plus particulièrement, l'affirmation allemande selon laquelle une pénétration élevée de l'énergie éolienne peut être gérée par le biais d'échanges de « redispatching » est à tout le moins intrigante, sauf si l'on investit fortement dans le réseau.

Il est dès lors suggéré de revoir la proposition et les commentaires émis dans ce rapport dans le contexte d'une pénétration élevée de sources intermittentes. Il est suggéré d'évaluer l'ampleur

des échanges de « countertrading » nécessaires et les conséquences du système zonal à la lumière de la pénétration élevée de l'éolien.

14. SÉLECTION DES ZONES

La proposition de FBMC abandonne la notion des CT et adopte les « flowgates ». Cette mesure est la bienvenue. La représentation « flow-based » standard du réseau modélise un flux de ligne comme une fonction linéaire d'injections/de prélèvements aux nœuds, avec des opérations opposées correspondantes (prélèvements/injections) au nœud hub ou bilan. La proposition de FBMC modifie cette définition en modélisant les flux de ligne comme une fonction d'injections/de prélèvements dans des zones avec des opérations opposées au nœud hub ou bilan. Cette définition modifiée suppose une distribution des injections/prélèvements aux différents nœuds de la zone, ce qui est fait grâce aux « Generation Shift Keys » (GSK). La proposition ne donne pas beaucoup d'informations sur les GSK, ce qui est bien compréhensible, et confie aux GRT la mission de les définir sur la base de leur expérience. Si le recours aux PTDF et aux infrastructures critiques est un pas important dans la bonne direction, l'impact des PTDF de zone à ligne reste une incertitude majeure de la proposition : la validité du modèle de réseau (les PTDF de zone à ligne) dépend entièrement de la mesure dans laquelle les GSK choisis ex ante par le GRT sont proches de ceux qui émergeront de la résolution du CPSM. Si les écarts sont trop grands, la répartition des flux trouvée par le CPSM (i) ne correspondra pas à la meilleure utilisation du réseau (et partant, la plate-forme d'échange n'exploitera pas au mieux les ressources existantes) et (ii) ne garantira pas la sécurité de l'opération (parce que le modèle de réseau sous-jacent et partant, les prévisions de flux sont erronés). Ce problème créé par l'utilisation de zones peut faire l'objet de différentes approches. Aucune n'offre de garantie de succès, mais toutes méritent d'être essayées.

14.1. Détermination ex ante des zones

Les zones apparaissant dans la proposition de FBMC sont des pays entiers. Supposons que ce ne soit pas obligatoire et que l'on puisse concevoir des zones plus petites que des pays. L'on peut alors essayer de construire des zones en groupant des nœuds avec des PTDF de nœud à ligne similaires. Cette tâche ne paraît pas insurmontable : la proposition de FBMC table sur

quelque 3.000 infrastructures critiques. Il est dès lors possible d'associer un vecteur de 3.000 PTDF à chaque nœud. Le groupement des nœuds en zones peut se faire par une analyse typologique des nœuds en ce qui concerne la similarité de leurs vecteurs de PTDF. Il n'est pas certain que cette opération réussira, mais elle fournira quoi qu'il en soit des informations utiles. En cas de réussite (par ex. les nœuds français peuvent être groupés en cinq zones), il est possible de construire un meilleur modèle du réseau en termes de PTDF de zone à ligne qui est moins dépendant du choix des GSK. En cas d'échec, l'on sait que l'approximation actuelle de l'équation des flux de charge du réseau n'est pas bonne et qu'il faut tenter autre chose.

14.2. Une adaptation ex post des « Generation Shift Keys »

La construction ex ante des GSK est la principale difficulté de l'approche actuelle, puisqu'elles peuvent ne pas correspondre aux flux provenant de la résolution du CPSM. La solution habituelle dans ce type de situation consiste à adapter les coefficients d'allocation ex post et à refaire le calcul (ce qui revient à résoudre le problème en point fixe précité). Il n'est pas garanti que cette solution habituelle converge et le traitement des ordres en bloc ne facilite pas cette convergence. Inutile de préciser que la convergence pourrait être meilleure si les zones avaient été soigneusement sélectionnées ex ante. Le calcul actualisé des GSK peut être interprété de différentes manières : il peut se faire en une fois en vue de résoudre le problème en point fixe déjà cité. L'on tente alors de trouver des GSK compatibles avec la solution de couplage de volume. Ce calcul peut aussi se faire dans le temps, par exemple lors d'une nouvelle fixation des prix ayant lieu après la nomination lorsque de plus amples informations sur l'emplacement des injections et des prélèvements sont disponibles.

14.3. Découpe des zones

Nous avons fait remarquer à plusieurs reprises que l'utilisation de PTDF de nœud à ligne ne complique pas la sélection des ordres dans le CPSM (couplage de volume), mais que la difficulté réelle consiste à trouver des prix de fixation du marché (couplage de prix). Une approche raisonnable consiste à diviser des zones lorsque les circonstances le justifient, c'est-à-dire lorsqu'il apparaît que le couplage en prix ne peut pas être atteint. Malheureusement, cette solution risque d'être rejetée vu la philosophie actuelle consistant à travailler avec des zones fixes. Une échappatoire serait toujours possible, mais elle requiert un examen plus approfondi. La véritable solution consiste en effet à recourir à des prix non linéaires. Elle pourrait être considérée comme plus acceptable que le partage en zones.

Notez que l'étape du couplage de prix est crucial quelle que soit la fraction du marché passant par les bourses. Comme le montre la comparaison avec le SMD, le système de couplage de marché est la seule opération capable de trouver des prix de fixation du marché à l'échelle de l'ensemble du marché. Ce processus oriente par conséquent l'arbitrage transfrontalier dans son ensemble. Il est donc essentiel que tout soit mis en œuvre pour aller plus loin que le seul couplage de volume si l'on souhaite éviter de créer des incitations inappropriées, c'est-à-dire des transactions de volume non supportées par les prix.

15. CONCLUSION

La proposition de FBMC actuelle est un pas potentiellement fondamental dans la bonne direction. Toutefois, son schéma de prix pourrait ne pas être suffisamment compris et le système zonal extrême adopté pourrait entraîner des difficultés fatales. Nous récapitulons brièvement les pas en avant que nous mettons en vis-à-vis avec les manquements possibles.

15.1. Couplage de marché et couplage de prix

Le marché en J-1 effectue une enchère implicite dans la proposition de FBMC. Il fixe dès lors simultanément les marchés de l'énergie et du transport. C'est une bonne chose puisque ces deux prix sont fondamentalement liés selon les aspects économiques de l'électricité. La sélection des ordres retenus (qui est toujours possible) et le calcul des prix de fixation du marché (qui peut ne pas toujours être possible) sont effectués de façon centrale sur la base d'informations échangées entre une agence centrale et les bourses et GRT. L'agence centrale utilise essentiellement un algorithme de fixation du marché et contrôle l'échange d'informations. La reconnaissance de la nécessité d'un traitement central constitue aussi un pas en avant majeur. Cependant, il est tellement inhabituel dans l'histoire du marché intérieur de l'électricité de reconnaître la nécessité d'une centralisation qu'il convient de faire attention à ce que cela n'ait pas l'effet inverse si et lorsque des difficultés sérieuses sont rencontrées dans la mise en œuvre.

La fixation du marché s'effectue sur la base de prix de l'énergie (euros/MWh). La proposition ne contient aucun autre paiement. Ces prix s'appliquent à tout le monde : en jargon, on dit qu'ils sont linéaires et anonymes. La théorie économique et la pratique des systèmes réformés existants nous apprennent qu'il peut ne pas toujours exister de prix linéaires anonymes qui

compensent le marché lorsqu'une partie des produits échangés sont des ordres blocs. La proposition reconnaît la difficulté et la traite en distinguant le couplage de prix et de volume. Cette distinction admet le problème, mais ne le résout pas. Par conséquent, il est irréaliste d'imposer que le FBMC soit toujours capable de trouver un prix d'énergie fixant le marché (couplage de prix), sauf si la compensation du marché doit être interprétée dans un sens affaibli. La véritable solution à ce problème consiste à recourir à des prix non linéaires qui complètent les prix de l'énergie par des paiements secondaires : seuls des prix non linéaires peuvent garantir la fixation du marché lorsqu'il y a des ordres blocs. La discussion de cette solution va au-delà de la portée de ce rapport. L'absence de prix de fixation du marché est parfois invoquée comme permettant à certaines bourses (en l'occurrence, EEX) de respecter la législation nationale qui requiert que les prix soient calculés sur le marché domestique. Cet aspect est bien reconnu, mais ne contredit pas notre point de vue. Notre argument est que cette exigence légale ne supprime pas la difficulté inhérente d'un marché qui ne trouve pas de prix. Cette situation indique que les incitations sont inappropriées. L'histoire du marché de l'électricité réformé suggère qu'elles ont souvent mené à des conséquences négatives involontaires.

Le caractère zonal du système proposé est à l'origine d'un problème de prix connexe comme nous le révèle l'expérience d'anciens systèmes zonaux. La proposition de FBMC adopte une représentation du réseau par zones et suggère que les zones peuvent couvrir des pays entiers. Il est bien connu que la congestion peut persister à l'intérieur des zones, ce qui implique qu'elle devra être résolue par le biais d'échanges de « countertrading ». Ces échanges requièrent des ressources (côté machines ou demande) qui ne sont alors plus disponibles pour soumettre des ordres aux bourses ou pour conclure des contrats sur le marché OTC. En général, ces ressources sont flexibles : les retirer du marché et les réserver à la gestion de la congestion complique le fait de trouver des prix de fixation du marché basés uniquement sur l'énergie. Le problème peut devenir crucial avec la pénétration éolienne où la gestion des congestions par « countertrading » va exiger des ressources plus flexibles. Il convient de se rappeler que l'expérience des systèmes électriques réformés a révélé qu'il est parfois impossible de trouver des prix zonaux en raison du manque de ressources de « countertrading ». Cette complication de l'organisation zonale du marché vient s'ajouter aux ordres blocs pour rendre plus difficile la détermination de prix de fixation du marché uniquement pour l'énergie. A l'inverse des ordres blocs qui requièrent de façon inhérente des prix non linéaires, il est en l'occurrence toujours possible de faciliter le couplage de prix en ayant recours à un découpage en un plus grand nombre de zones.

15.2. Infrastructures critiques

Le FBMC sélectionne des ordres qui sont conformes aux capacités des infrastructures critiques. Elles sont définies pour des conditions normales et contingentes. La congestion n'est donc plus une question d'interconnexions uniquement, mais peut aussi jouer un rôle important au sein des zones. L'inclusion d'infrastructures critiques est une étape très positive. Cependant, le caractère zonal de la proposition entraîne une définition des PTDF qui est susceptible de créer des difficultés. Les PTDF n'expriment plus la sensibilité du flux sur une ligne en ce qui concerne des modifications nodales mais bien zonales des injections ou prélèvements. Cette situation requiert à son tour une allocation des injections/prélèvements zonaux sur les différents nœuds de la zone. Il est possible que cette allocation ne soit pas correcte, ce qui implique que la modélisation des infrastructures critiques dans le CPSM est elle-même incorrecte. Le problème peut être résolu dans une certaine mesure. Remarquons d'abord qu'il n'est pas nécessaire d'utiliser des PTDF de zone à ligne pour sélectionner des ordres. En d'autres termes, le couplage en volume peut être réalisé sur la base d'une représentation de zone à ligne ainsi que sur la base d'une représentation de nœud à ligne du réseau. Dans ce dernier cas, le CPSM est résolu avec une bonne description du réseau garantissant que les ordres acceptés seront sécurisés. Il reste à trouver des prix de fixation du marché zonal lorsqu'il y a congestion à l'intérieur de la zone. Ce problème est aggravé par la nécessité de distinguer s'il s'agit du modèle exact (basé sur les PTDF de nœud à ligne) ou le problème simplifié (utilisant les PTDF de zone à ligne) qui ne possède pas de prix zonal de fixation du marché. Nous avons affirmé que l'on pourrait essayer d'utiliser l'analyse typologique pour parvenir à une bonne définition des zones, à savoir une où les PTDF dépendent moins des GSK. Nous avons aussi expliqué que l'on pourrait essayer d'actualiser les GSK dans le cas de certaines zones. En cas de réussite, ces solutions donneront des prix zonaux de fixation du marché. Dans la négative, la seule solution pour parvenir à un couplage de prix est de partager les zones (ce qui aide, mais ne garantit pas le couplage des prix) ou d'avoir recours à des prix non linéaires.

15.3. L'extension du FBMC aux échanges infra-journaliers et en temps réel

L'organisation et la pensée actuelles sur les échanges infra-journaliers et d'ajustement ne sont pas satisfaisantes. Il existe des discontinuités majeures entre les trois étapes et elles ne sont pas cohérentes avec le modèle financier d'échanges continus et la pratique révélée par les systèmes exploités selon le paradigme SMD. Le FBMC offre une opportunité, qui commence

avec le marché en J-1, de fonder les deux autres phases d'échanges dans un cadre commun fondé sur le même modèle CPSM et « flowgate ». Ce cadre commun va devenir de plus en plus urgent à mesure que l'Europe présentera une pénétration élevée de l'énergie éolienne.

BIBLIOGRAPHIE

Cegedel Net, Elia System Operator, EnBW Transportnetz, E.ON Netz, RTE, EDT Transport S.A., RWE Transportnetsstrom, Tennet TSO, sans date. Cross border intraday market.

Chao, H.P. and S.C. Peck, 1998. Reliability management in competitive electricity markets. *Journal of Regulatory Economics*, Vol. 14 (2), 189-200.

CWE region, Implementation Study

[http://www.belpex.be/index.php?id=32&tx_ttnews\[tt_news\]=45&tx_ttnews\[backPid\]=1&cHash=3f25d90566](http://www.belpex.be/index.php?id=32&tx_ttnews[tt_news]=45&tx_ttnews[backPid]=1&cHash=3f25d90566)

Dijkgraaf, E. and M. Janssen, 2008. Is there a Belgian wholesale electricity market? Erasmus Competition and Regulation Institute, Erasmus University Rotterdam, disponible en ligne sur <http://www.ecri.nl>

Duthaler, C., Emery, M., Anderson, G. and M. Kurziden, 2008. Analysis of the use of PTDFs in the UCTE Transmission Grid. A présenter lors de la Power System Computation Conference, 14-18 juillet 2008, Glasgow.

FERC. SMD NOPR, 2002.

FERC. 2005 Principles for efficient and reliable reactive power supply and consumption. Staff report Docket no. AD05-1-000, Federal Energy Regulatory Commission, 4 février 2005.

ERGEG 2007 ERGEG Regional initiatives annual report 2007. Disponible en ligne sur <http://www.energy-regulators.eu>.

ERGEG. 2008 ERGEG Regional initiatives annual report 2008. Disponible en ligne sur <http://www.energy-regulators.eu>, .

Frontier Economics. 2007 *Harmonization of gate closure times*. Frontier Economics, Ltd., Londres, 2007.

Gribick, P.W., Hogan, W.W. and S.L. Pope. 2007 Market-clearing electricity prices and energy uplift, 31 décembre 2007. Disponible en ligne sur <http://ksghome.harvard.edu>.

Hogan, W.W., 1992. Contract networks for electricity power transmission. *Journal of Regulatory Economics*, 4(3) 211-242

Hogan, W.W., 2003. Transmission market Design. Disponible en ligne sur <http://ksghome.harvard.edu>.

Hogan, W.W., 2008. Electricity market design: Coordination, pricing and incentive. Disponible en ligne sur <http://ksghome.harvard.edu>,

Hogan, W.W. and B.J. Ring, 2003. On minimum uplift for electricity markets. Disponible en ligne sur <http://www.ksg.harvard.edu>.

IRC, 2007. Progress of organized wholesale electricity markets in North America. ISO/RTO Council,

Joskow P.L 2007 Lessons learned from Electricity Market Liberalization, Disponible en ligne sur <http://econ-www.mit.edu/faculty/pjoskow>

Joskow P.L 2006 Markets for Power in the United States: An Interim Assessment, *The Energy Journal* 27(1), 1-36

Kamat, R. and S. Oren, 2004. Two settlements systems for electricity markets under network uncertainty and market power. *Journal of Regulatory Economics*, 25(1), 5–37, 2004.

London Economics, 2007. Structure and performance of six European wholesale electricity markets in 2003, 2004 and 2005. Londres

Mac-Kie-Mason, J.K. and H.R. Varian, 1993. Pricing the Internet. Memorandum 20/1993, , Department of Economics, University of Oslo.

Erin T. Mansur and Matthew W. White, Market Organisation and Efficiency in Electricity Markets, Discussion draft, October 3, 2008

<http://bpp.wharton.upenn.edu/mawhite/papers/MarketOrg.pdf>

Motto, A.L. and F.G. Galiana, 2002.. Equilibrium of auction markets with unit commitment: the need for augmented pricing. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(3), 798-805.

O'Neill, R.P., Sotkiewicz, P.M., Hobbs, B.F., Rothkopf, M.H. and W.R. Stewart Jr., 2005. Efficient market-clearing prices in markets with non convexities. *European Journal of Operational Research*, 164(1), 269-285.

O'Neill, R.P., Sotkiewicz, P.M. and M.H. Rothkopf. 2008 Equilibrium prices in power exchanges with non-convex bids (in review).

O'Neill, R.P., Fisher, E.B., Hobbs, B.F. and R. Baldick. Towards a complete real-time electricity market design (to appear in *JRE*).

Scarf, H.E., 1990. Mathematical programming and economic theory. *Operations Research*, 38, 377-385.

Scarf, H.E., 1994. The allocation of resources in the presence of indivisibilities. *Journal of Economic Perspectives*, 8(4), 111-128.

Wilson R. B., 2002. Architecture of power markets. *Econometrica*, Vol. 70(4), 1299-1340.