

UN MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ OU DES MARCHÉS DANS L'EUROPE ?

REGARDS CROISÉS : ÉCONOMISTES ET INGÉNIEUR¹.

Jean-Michel Glachant², Yannick Perez³, Virginie Pignon⁴, Marcelo Saguan⁵

Les électriciens en Europe sont confrontés depuis une quinzaine d'années à la création de marchés concurrentiels dans leur industrie, traditionnellement très monopolisée et très réglementée. Dès 1990-91 un premier paquet de directives européennes (directives « Transit » et « Transparence ») a opéré quelques percées dans les frontières nationales, au moment même où des gouvernements, conservateur en Grande-Bretagne ou social-démocrate en Norvège, implantaient des mécanismes de marché à l'intérieur de leurs frontières nationales. En 1996, deux autres pays sociaux-démocrates ouvraient à leur tour des marchés nationaux qui étaient aussitôt mis en commun avec celui de la Norvège (NordPool), puis avec le Danemark. Tandis que les 15 Etats Membres de l'Union européenne reprenaient tous ensemble l'objectif d'un marché « unique » de l'électricité, en adoptant la directive de 1996. Ce premier « paquet » du marché intérieur était suivi d'un deuxième « paquet » (directive + règlement) en 2003.

La construction à l'échelle européenne d'un cadre commun d'ouverture des marchés est ainsi bien visible. Mais elle ne nous dit pas si nous aboutirons effectivement à la création d'un marché électrique unique dans l'Union européenne ; ou si nous nous arrêtons à la juxtaposition de marchés nationaux, certes non hermétiquement clos. Cette perspective d'une Europe électrique des régions, ou des nations, n'est pas sans référence. Aux USA, malgré toutes les réformes connues (Californie, Texas, PJM, New York, *New England*, etc.), on n'a pas abouti à un marché électrique intérieur unique, et nul ne feint de croire qu'on en construise un. En Grande-Bretagne, même après 15 années de réforme concurrentielle, la fusion du marché écossais avec celui de l'Angleterre et du Pays de Galles n'est pas achevée ... et vient seulement de commencer.

Nous ne voulons donc pas nous demander s'il était souhaitable ou non de construire un marché unique européen. Nous acceptons comme un cadre préétabli cet objectif politique que l'Union européenne s'est donné depuis une décennie, et qui a déjà été confirmé à plusieurs reprises. Ce que nous nous demandons, c'est s'il est possible de construire un tel marché à l'échelle européenne (en nous limitant à l'Europe des 15 !) dans une industrie qui a été si longtemps réputée pour son incapacité « physique » et « économique » à s'en remettre à des signaux de marché pour coordonner ses activités. Cette double

¹ : Cet article a bénéficié de discussions au sein de l'équipe de recherche GRJM (Groupe Réseaux Jean Monnet : www.grjm.net) au laboratoire ADIS de l'Université de Paris XI. Bien entendu, nos employeurs respectifs ne sont d'aucune manière responsable des analyses et des opinions personnelles exprimées ici, et nous restons aussi entièrement responsables des erreurs et omissions qui y subsistent.

² ADIS-GRJM et Université de Paris XI

³ ADIS-GRJM et Université de Paris XI

⁴ ADIS-GRJM et EDF – R&D à Clamart

⁵ ADIS-GRJM et SUPELEC (Ecole Supérieure d'Electricité) à Gif-sur-Yvette

nature, physique et économique, des difficultés d'implantation et de fonctionnement de marchés concurrentiels dans l'industrie électrique appelle naturellement à une collaboration de recherche entre économistes et ingénieurs. Ce sera une des caractéristiques essentielles de cet article qui prolonge des collaborations initiées il y a plusieurs années avec l'école d'ingénieurs Supélec par le « *Groupe Réseaux Jean Monnet* » à la Faculté de Sceaux. La seconde caractéristique est de restreindre notre analyse à une sous partie du système électrique, les marchés de gros, sans traiter les activités de la distribution et des marchés de détail, en nous focalisant sur leur fonctionnement quotidien dans le cadre des équipements et des infrastructures existantes et sans aborder les problèmes de leur évolution à long terme.

I. UN MARCHÉ UNIQUE POUR INGÉNIEUR : « PARFAITEMENT » OU « IMPARFAITEMENT » UNIQUE ?

Pour un ingénieur en génie électrique, l'Europe « électrique » des 15 Etats Membres recouvre traditionnellement quatre réseaux⁶ distincts de transport à courant alternatif (AC : *Alternate Current*) synchronisés. Il s'agit, par ordre d'importance : du réseau UCTE, qui comprend l'Europe continentale ; du réseau NORDEL (Scandinavie) ; du réseau britannique (Angleterre, Ecosse et Pays de Gaulles) ; et du réseau irlandais (Irlande du nord et Irlande du Sud)⁷. Les grands réseaux « traditionnels » européens sont aussi interconnectés entre eux avec des lignes à courant continu⁸. Le réseau synchronisé de l'Europe continentale, qui est le réseau couvert par l'organisation UCTE, possède également des caractéristiques spéciales en tant que réseau, car c'est un réseau très maillé⁹. Il a été créé sur une base de réseaux nationaux qui avaient pour objectif principal, en s'associant, d'améliorer leur sécurité en permettant des flux de court terme entre les pays participants. A l'inverse, le réseau de la zone nordique (réseau NORDEL) a été conçu d'emblée pour transporter de grandes quantités d'énergie entre les pays, depuis des zones de bas coût de production vers des zones de consommation.

I.1- LES CONTRAINTES DE FONCTIONNEMENT DES RESEAUX ELECTRIQUES

Il est important de savoir que les réseaux synchronisés de transport de type AC fonctionnent en pratique, physiquement, comme une seule énorme machine très complexe recouvrant plusieurs pays. Etant donné que l'électricité n'est pas stockable, un réseau synchronisé doit être en équilibre production – consommation à tout moment et sur l'ensemble de son système, pour rester à la fréquence de référence¹⁰. A la différence d'autres types de réseau de transport, où l'on peut diriger les flux en choisissant leurs chemins (exemple du gaz, des télécoms, de l'aviation, ou du chemin de fer) ; les flux électriques sont

⁶ : Plus la Grèce qui est vraiment très isolée et insulaire.

⁷ : Pour plus d'information voir : www.ucte.org et www.nordel.org.

⁸ : La technologie utilisée actuellement dans les interconnexions à courant continu (DC) permet de contrôler les flux et donc facilite la maîtrise des échanges d'énergie électrique par rapport aux interconnexions au courant Alternatif (AC).

⁹ : On différencie les réseaux par rapport à la topologie. On parle de réseaux « maillés » (*meshed networks*) quand il existe plusieurs chemins entre deux nœuds particuliers du réseau. En revanche, les réseaux « arborescent » (*radial networks*) sont ceux qui relient les nœuds avec un seul chemin possible.

¹⁰ : 50 Hz en Europe, soit 50 cycles par seconde ; le courant est « alternatif » parce qu'il « alterne » au cours de ces cycles.

difficilement dirigeables, car ils sont déterminés par des lois physiques particulières, appelées « lois de Kirchhoff ». Ainsi, la « cheminement » des flux électriques dépend de la topologie du réseau, des propriétés physiques des différentes composantes du réseau (impédance, résistance, etc.), mais aussi de la répartition à chaque instant des injections et des soutirages effectués en chacun des très nombreux nœuds du réseau. Toute action entreprise en n'importe quel nœud du réseau peut donc avoir une influence sur toutes les autres actions, commencées avant elle ou en même temps qu'elle. De plus, la circulation des flux électriques est limitée par les contraintes d'utilisation des différentes composantes du réseau, comme les lignes, les transformateurs haute ou basse tension, etc. Ces limites peuvent provenir de caractéristiques physiques (*cf.* les limites thermiques des lignes) ou de contraintes conventionnelles créées par les règles de sécurité utilisées dans la gestion du réseau (e.g. règle dite du N-1¹¹). Chaque fois que le système électrique s'approche d'une de ces limites, on dit que le réseau est congestionné.

Dans un contexte d'ouverture à la concurrence et de décentralisation des décisions de production avec des objectifs individuels indépendants, les phénomènes de congestion expriment ainsi une certaine rareté de la ressource « transport ». Toutes ces caractéristiques physiques spéciales, inhérentes aux réseaux de transport maillés à courant alternatif, créent donc un système économique particulier marqué par le nombre et l'importance des « externalités ». Il s'agit externalités économiques car les décisions des uns et des autres interagissent directement, au travers de la physique du réseau, sans passer nécessairement par des modifications du système de prix de marché. C'est un cas typique de défaillance des mécanismes spontanés du marché.

Bien qu'un réseau de transport synchronisé corresponde logiquement à une seule énorme machine, sa gestion quotidienne résulte d'un partage des tâches entre plusieurs « gestionnaires du réseau de transport » (les GRT), qui sont autant d'organisations juridiquement indépendantes les unes des autres. Chaque gestionnaire exerce ses responsabilités sur un groupe de nœuds du réseau appelé sa « zone de contrôle » ou sa « zone de réglage ». La taille de chacune de ces zones de contrôle, et la taille des GRT qui leur sont associés, est donc généralement liée à la géographie des pays¹². Etant donné les caractéristiques particulières d'interdépendance des réseaux de transport à leurs frontières, entre zones de contrôles, il existe de véritables problèmes de coordination entre zones et entre GRT au point d'empêcher l'utilisation effective de toute la capacité de transport qui serait techniquement disponible. C'est ce que l'on désigne comme les « *effets de frontières* » (« *spillover effects* » ou « *seams issues* ») [Costello 2001].

Ces effets négatifs, provenant d'une coordination insuffisante des GRT à leurs frontières, peuvent être causés par des problèmes d'exploitation du réseau ou par des incohérences de *design* de marché entre les zones (règles de marché, séquençement des marchés, barrières à l'arbitrage, etc.)¹³. Les effets

¹¹ : Cette règle de sécurité consiste à garder le système dans une situation de fonctionnement telle qu'après la défaillance de n'importe quel élément du réseau (N-1), le système reste dans les limites physiques acceptables.

¹² : Une limite bien connue de cette simplification est l'Allemagne qui est organisée autour de 4 zones de contrôle.

¹³ : Un exemple typique des effets de frontières peut se retrouver dans la faible représentation du reste de réseau dans les divers logiciels utilisés par les GRTs.

de frontières limitent alors la capacité globale de transport offerte aux usagers par rapport au maximum qui serait techniquement disponible.

Le problème des externalités

En pratique, la capacité de transport disponible aux frontières n'est donc pas fixée indépendamment des procédés de coordination entre Gestionnaires des Réseaux, ni en faisant abstraction des règles de marché qui y opèrent. Cette capacité disponible n'est donc pas déterminée par un « pur » calcul d'ingénieur. Au contraire. Dès lors, si l'on souhaite résoudre rationnellement les problèmes d'externalités découlant de la capacité limitée du réseau de transport, Boucher et Smeers [2001] conseillent de « compléter » le plus possible ... les marchés électriques¹⁴. C'est-à-dire qu'ils recommandent de bien prendre en compte dans la conception des marchés, dans le « *market design* », le caractère fondamentalement « incomplet » de ces marchés d'électricité. A cette fin, deux caractéristiques sont particulièrement importantes. 1° Il faut bien créer des marchés de gros d'électricité, et pas seulement des « mécanismes d'approvisionnement ». 2° Sur ces marchés de gros, on doit vendre des produits électriques qui correspondent effectivement à ce que les GRT transportent sur leurs réseaux et à ce que les utilisateurs du réseau consomment. On ne doit donc pas en rester à des transactions fictives ou « notionnelles » qui resteraient coupées du fonctionnement effectif des réseaux. Ainsi, pour Boucher et Smeers, le marché central de l'énergie électrique devrait être complété par un ensemble de marchés adjacents ayant pour fonction de remplacer d'anciens mécanismes de contrôle, qui ont été abandonnés pour pouvoir introduire des mécanismes de concurrence. Il s'agit bien ici de créer volontairement des procédés qui permettront aux transactions des marchés d'internaliser les externalités de réseau¹⁵.

« Compléter » les marchés électriques n'est cependant pas une tâche simple, bien que plusieurs expériences aient déjà été réalisées dans différents pays. La principale difficulté vient de ce que ces externalités sont à la fois difficiles à mesurer et à internaliser par les transactions des marchés. On doit, tout d'abord, choisir le degré de précision de la mesure des externalités. Ce peut être une mesure « Nodale », qui est très précise mais qui doit être effectuée à chacun des milliers de nœuds du réseau. A l'opposé, ce peut être une mesure « Zonale », où une seule valeur commune devra représenter l'ensemble des externalités pour toutes les transactions sur tout un groupe de nœuds d'un réseau. On doit aussi choisir le moment et la périodicité avec lesquels cette mesure est effectuée : un jour avant le fonctionnement réel du réseau (J-1) ? Une heure avant (H-1) ? Ou quinze minutes avant le « temps réel » ? Enfin on doit aussi choisir entre différents procédés d'internalisation de ces externalités ; notamment parce que l'on ne peut pas connaître précisément à l'avance la valeur probable des nombreuses incertitudes de l'exploitation future des réseaux : « plus on annonce tôt l'externalité, moins

¹⁴ : Selon Wilson [2001 & 2002] les marchés électriques seront toujours incomplets étant donné que ne pas tous les contrôles nécessaires pour gérer d'une manière optimale et sécurisée le système peuvent être remplacé par des marchés avec la technologie actuelle.

¹⁵ : Voir les évolutions d'analyse économique qui y correspondent dans Glachant [2004].

l'on est précis sur sa nature ». On peut, en effet, choisir de l'annoncer au Jour J-1 –comme NordPool- ou presque en temps réel -comme PJM-.

Boucher et Smeers 2003 recommandent des arrangements de marché « à la PJM¹⁶ » (qui devenus la base du « *Standard Market Design* » des USA)¹⁷ car ils considèrent PJM comme l'exemple même du marché électrique concurrentiel « achevé » c.a.d. « complet »¹⁸. Il convient ici de noter que la zone d'activité de PJM, qui gère à la fois un réseau et un marché de gros, s'est encore étendue en 2004, et couvre maintenant un système électrique 1/3 plus grand qu'EDF, et moitié plus grand que la France¹⁹, avec 115 GW de puissance en pointe. Boucher et Smeers rendent également compte des travaux et des analyses des ingénieurs de l'association européenne des Gestionnaires de Réseaux (ETSO)²⁰, mais en leur préférant le modèle de PJM. Si l'on analyse les caractéristiques de ces marchés « complets », ou « raisonnablement complets », on constate qu'on y a créé un compartiment du marché pour gérer les effets des congestions, et que ce compartiment est intégré au marché de l'énergie. De plus, d'une manière plus générale, il y a concordance entre les produits vendus par les producteurs sur le marché et les produits achetés et consommés par les utilisateurs. Ainsi, l'exploitation physique des réseaux par les ingénieurs et l'économie des échanges entre participants aux marchés se trouvent réconciliées dans un cadre de marché concurrentiel.

Le problème des effets de frontières.

La centralisation conjointe de la gestion du réseau de transport et du marchés de gros, avec la formation, parallèlement, d'une seule zone de contrôle sur toute leur étendue, permet donc de minimiser les conséquences des problèmes de coordination, de sorte que les effets des frontières soient réduits ou éliminés. Bien sûr, cette centralisation entraîne des coûts supplémentaires, puisqu'il faut, notamment, calculer fréquemment la valeur des externalités et la transmettre aux agents des marchés pour qu'ils en tiennent compte. Un nouveau domaine de recherche porte alors sur la taille optimale d'un Gestionnaire de Réseau de Transport et de sa zone de contrôle. Quels que soient les résultats futurs de ces recherches, l'on ne peut cependant pas croire que la taille actuelle des zones des contrôles existantes en Europe soit déjà optimale, ni que les effets de frontières entre elles soient minimisés par les dispositifs en vigueur, puisqu'un réseau à courant alternatif synchronisé²¹ ne peut fonctionner à son optimum qu'avec une gestion commune des transactions de marché.

¹⁶ : Le modèle PJM (www.pjm.com) correspond au design adopté dans les états de Pennsylvanie, New Jersey, Maryland, etc. Les deux caractéristiques importantes de ce design sont : 1) L'ISO – Independent System Operator gère le marché d'énergie intégré au marché du transport (congestions) avec une définition nodale des prix basé sur un modèle de réseau complet et 2) le système de double règlement en J-1 et en temps réel. Le modèle PJM est similaire au modèle utilisé à New York (www.neiso.com) et a été la base d'autres design comme pour l'état de New England (www.neiso.com) et pour le Mid West (www.miso.com).

¹⁷ : Design proposé par la commission de Régulation Fédéral aux Etats-Unis. Ce design est très similaire au design PJM.

¹⁸ : Simplement, un marché électrique complet est celui où les externalités sont internalisées.

¹⁹ : EDF est en effet le plus gros exportateur européen, et son activité à l'exportation atteint environ 20 % de son activité à l'intérieur de l'hexagone.

²⁰ : Association qui réunit tous les gestionnaires du réseau de l'Europe, www.ets-net.org.

²¹ : La centralisation fera disparaître la nécessité d'un design de marché entre les zones et aussi la différenciation entre « congestions internes » et « congestions entre zones » qui n'a pas beaucoup de sens dans le réseau maillé.

Aux Etats-Unis, ces notions de taille optimale des GRT et d'internalisation des effets de frontières ont incité le régulateur fédéral, la FERC, à pousser à la création de « grands » gestionnaires régionaux de réseaux, les RTOs (*Regional Transport Operators*). Pour déterminer la faisabilité technique de ce nouveau dispositif, un ensemble d'études empiriques ont été réalisées pour évaluer si seuls des petits GRT pouvaient gérer ensemble des zones très grandes. Shanker [2001] a montré, bien que les études n'aient pas été exhaustives²², que jusqu'à une très grande taille²³, un GRT unique est techniquement possible. Cette vaste zone est équivalente à toute l'Europe continentale.

Quelle définition d'un marché unique pour un ingénieur?

Dans un système où la capacité de transport est limitée, un marché unique couvrant plusieurs zones de réseau correspondrait à un marché où l'on aurait épuisé toutes les possibilités d'arbitrage géographique et temporel efficace entre ces zones. Cela suppose donc que toute la capacité de transport techniquement disponible a été rendue accessible aux agents économiques pour qu'ils puissent arbitrer toutes les différences locales de prix et de coût. Cela suppose aussi qu'en cas de congestion, quand la capacité de transport exprime directement sa rareté, cette capacité limitée soit utilisée en priorité par ceux qui la valorisent le plus. En termes techniques, ce genre de marché électrique « bien » unifié se caractériserait par la combinaison d'une zone de contrôle unique et d'un GRT unique ainsi que par un *design* de marché « centralisé » calculant des prix nodaux, à l'exemple du *Standard Market Design*.

I-2 LES SOLUTIONS IMPARFAITES : ETATS AMERICAINS ET UNION EUROPEENNE

Si l'on ne veut pas, ou si l'on ne peut pas, appliquer cette définition du meilleur marché possible, d'autres options proches, dites « de second rang », sont quand même envisageables. Ainsi, si ce niveau de centralisation du réseau et du marché de gros ne peut pas être atteint on peut opter pour d'autres solutions, certes imparfaites, mais encore très raisonnables.

Le cas américain

Reprenons tout d'abord le cas des Gestionnaires de Réseaux de Transport, que les américains appellent RTOs ou ISOs : *Independent System Operators*, suivant leur taille et leur structure de propriété. Dans le nord-est et le centre-est des USA, plusieurs RTOs ont volontairement choisi de mettre en place entre eux des protocoles de coordination pour réduire leurs « effets de frontières ». La solution de « second rang » qui caractérise ce groupe de RTOs est constituée de marchés électriques « complets » à l'intérieur de chacune des zones en jeu répondant au *Standard Market Design*, avec des liaisons entre elles qui s'appuie sur un marché « complet » spécial « inter zones » lui-même soutenu par une forte coordination entre les Gestionnaires de Réseaux de Transport.

²² : Les outils (logiciels) étudiés ont été ceux qui auraient pu avoir à gérer des contraintes de temps de calcul.

²³ : Cette zone correspond à l'ensemble des zones de contrôle de PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland), NY.ISO (New York), NE.ISO (*New England* : Massachusetts, Connecticut, Maine, Vermont, etc.) et IMO (Ontario, au Canada). Cette zone correspondant à une demande de pointe de 150 GW similaire à la demande de pointe de la France, de l'Allemagne et du Benelux.

Ce marché spécial « inter zones » est constitué principalement par l'intégration des marchés de très court terme des différentes zones. Ces marchés de très court terme sont aussi appelés « marché du temps réel » (ou de *dispatch*, selon les cas). On y échange de l'énergie pour l'heure à suivre, par tranche de dix à quinze minutes. Ce nouveau concept de marché a été développé théoriquement par Cadwalader et al. [1999]. Il consiste à atteindre un optimum global, équivalent à celui du marché du temps réel centralisé, mais en partant d'un procédé décentralisé qui opère par les biais de protocoles de coordination assez exigeants. Les GRT doivent recourir à un modèle commun de réseau, à la communication entre eux de toutes les informations pertinentes pour l'exploitation du réseau, etc. Les résultats théoriques montrent qu'une telle coordination est logiquement robuste, et qu'elle est également assez rapide pour pouvoir être mise en pratique. Ce type de coordination forte entre plusieurs GRT indépendants est souvent présenté sous l'expression de « gestionnaire virtuel ». Il permet notamment d'éviter les principaux « effets de frontières », tout en recourant à une mise en œuvre moins complexe que celle du cas « pur » de centralisation (Harvey [2003]). Ainsi, les développements des protocoles de coordination entre GRT ont déjà débouché sur des applications d'ingénieurs résolument réalistes qui seront mises en pratique dans les mois qui viennent entre PJM et son voisin le Midwest ISO²⁴.

Nous avons donc ici une nouvelle équation qui peut définir le « marché unique » de l'ingénieur. C'est maintenant un *design* de marché commun (*Standard Market Design*), plus des zones de contrôle distinctes, plus un « Gestionnaire Virtuel » commun réalisant une forte coordination entre des GRT restés des entreprises indépendantes.

Le cas européen

Si l'on prenait comme référence cette nouvelle définition du « marché unique », celle d'un « second rang » réalisable, on devrait conclure qu'il n'y a pas de marché unique en Europe continentale. Tout d'abord, aucun des marchés nationaux n'est « complet » au sein même de ses frontières, si l'on considère le traitement national des externalités provoquées par les congestions internes. Et c'est également le cas en Angleterre ! Ensuite, et c'est plus important, les marchés « inter zones » déjà établis entre les pays sont eux aussi incomplets. Et enfin, la coordination réelle entre les GRT n'est pas forte.

Tout ceci peut être constaté dans le rapport de l'association européenne des transporteurs, ETSO [2004b], donnant l'état actuel des marchés entre pays ainsi que les méthodes de gestion des congestions entre pays européens. On peut constater que de nombreuses interconnexions sont toujours gérées par des mécanismes administratifs sans fondement économique.²⁵ Approximativement la moitié des interconnexions entre pays d'Europe Continentale sont gérées par des mécanismes administrés. Boucher et Smeers [2001] établissent que le recours à ces procédés, pour l'allocation des capacités de transport entre pays, conduit à une double incomplétude que ces mécanismes introduisent dans le système

²⁴ : cf. Ott [2003], MISO-PJM [2004] et NEISO-NYISO [2003].

²⁵ : Règles de priorité ou prorata par exemple.

électrique européen une multiplicité de solutions réalisables ... en dehors des solutions les plus efficaces. L'efficacité des résultats obtenus en Europe est donc sérieusement mise en cause²⁶.

De plus les mécanismes existants en Europe continentale, que ce soient des mécanismes de marché ou des mécanismes administrés, s'appuient sur une méthode « conventionnelle » de prise en compte des effets de réseau appelée « *contract path* ». Cette méthode consiste à calculer *ex ante* (la veille pour le lendemain) des « capacités de transport » conventionnelles entre les zones de contrôle prises uniquement deux par deux, puis à allouer ces capacités « conventionnelles » (par les biais d'enchères ou de mécanismes administrés). L'incohérence logique, et ...pratique, de ce processus vient de ce que l'on traite les zones uniquement deux par deux, comme s'il n'existait à chaque fois que deux zones sur l'ensemble du réseau. Alors que toutes les zones d'un réseau maillé sont toutes reliées directement entre elles et sont en permanence interdépendantes entre elles toutes. La méthode de *contract path* produit donc de « l'incomplétude » des transactions et des marchés qui y correspondent. Car le produit « électricité » qui y est vendu, même si l'on recourt à des enchères, ne correspond pas aux flux effectifs que les gestionnaires gèrent réellement sur le réseau, ni à ce que les utilisateurs du réseau peuvent réellement consommer²⁷.

Bien que la méthode existante en Europe continentale soit réalisable, puisqu'elle est déjà effectivement pratiquée, elle est logiquement inefficace pour les réseaux maillés et ce à différents titres. Pour arriver à calculer une capacité « conventionnelle » pour une seule paire de deux zones, chaque gestionnaire d'une sous partie du réseau maillé doit quand même estimer *ex-ante* ce que seront les injections et les soutirages sur tout le réseau à une échéance donnée (*load pattern*). Il effectue cette prévision sous la forme des scénarios. Cette tâche de prévision est en fait d'une très grande difficulté, pour plusieurs raisons. La coordination entre les gestionnaires du réseau européen n'est pas forte, alors que personne ne peut mieux prédire la situation future des autres zones que les gestionnaires de ces autres zones. Même dans sa propre zone, chaque gestionnaire est amené à prévoir isolément les injections et les soutirages futurs dans sa zone, alors qu'il sait très bien qu'en réalité ceux-ci seront nécessairement influencés par les résultats des mécanismes d'allocation de la capacité sur toutes les autres frontières. On voit bien que, finalement, le fait que les marchés nationaux soient eux-mêmes « incomplets » rend plus délicate, et pour tous les partenaires, la prédiction des injections et des soutirages effectivement réalisés. Etant donné le grand nombre d'incertitudes possibles pour chacune des échéances futures, et la contrainte forte d'équilibre en temps réel de la gestion du système électrique, aucun des GRT ne fait réellement confiance au mécanisme « faible » de coordination existant entre les GRT pour préparer les scénarios d'exploitation de sa portion du réseau commun. C'est pourquoi chaque GRT prend pour norme de préparation de son exploitation les scénarios les plus pessimistes de son propre point de vue isolé. Il se fixe ainsi des limites d'action plus protectrices à l'égard d'incidents et de conjectures qu'il ne peut pas

²⁶ : Cf. Smeers [2002] ou Smeers [2005].

²⁷ : Cette situation est reconnue par ETSO [2004a] et le rapport souligne les différences entre la dimension « physique » et la dimension « commerciale » de la méthode.

écarter de ses scénarios par manque d'information crédible. C'est ainsi que le manque de coordination entre GRT produit des « effets de frontières » caractéristiques, comme évoqué plus haut. En effet, s'il n'existait qu'un seul GRT sur une seule zone, les variables réelles d'exploitation du réseau pourraient être différentes, puisque cette défaillance de coordination entre agents interdépendants disparaîtrait.

C'est pourquoi, en Europe continentale, nous avons devant nous, en guise de « marché unique », l'« inéquation » suivante. Les marchés nationaux sont intrinsèquement « incomplets » par *design* ; la gestion des zones de contrôle reste imparfaite, du fait d'une trop faible coordination ; et enfin, les marchés entre les zones sont eux aussi « incomplets ».

I-3 VERS UNE UNIFICATION DES MARCHES ELECTRIQUES EUROPEENS ?

Il est connu que la conduite des réseaux et des marchés est insuffisamment coordonnée sur les réseaux maillés d'Europe continentale. Un nouveau projet, commun aux associations européennes des transporteurs et des bourses d'électricité, ETSO - EuroPEX [2004] (*Flow-based Market Coupling*), se propose d'y répondre. Son *design* procède d'une combinaison de propositions antérieures d'ETSO [2001] d'une part et d'EuroPEX [2003] d'autre part. Ce projet prévoit essentiellement un couplage entre les marchés de gros en J-1 (*Day Ahead* ou « bourses d'électricité »). Ce couplage serait réalisé en appliquant un modèle zonal de transport²⁸ et par un processus décentralisé itératif. Les itérations seraient arrêtées quand les possibilités d'arbitrages entre les bourses seraient épuisées. Bien que cette proposition présente des ressemblances de vocabulaire et de description avec le *design* scandinave du « Nord Pool », une différence tout à fait essentielle se trouve dans la manière décentralisée avec laquelle les différentes bourses d'électricité européennes se coordonnent dans le projet ETSO- EuroPEX. Dans le modèle nordique, il n'existe qu'une seule bourse centralisée gérant d'emblée toutes les transactions sur les interconnexions entre les pays nordiques.

Bien que les caractéristiques du *design* ETSO - EuroPEX améliorent la situation antérieure, il reste plusieurs questions en suspend :

La première question est, tout d'abord, l'existence d'un marché électrique intégré du « temps réel » pour tous les pays (appelé aussi marché d'équilibrage ou « *balancing market* »). Celui-ci est d'autant plus important qu'il permettrait de gérer nombre d'aléas et d'incertitudes présents dans les systèmes électriques. Il est intéressant de noter que la tendance actuelle en Europe est de négliger l'importance du marché en « temps réel » et la plupart des pays recourent, à cette échelle de temps, à des « mécanismes d'ajustement » qui distordent le prix de l'énergie du « temps réel » en imposant des pénalités aux agents économiques qui se trouvent en écart avec leurs prévisions (déposées la veille auprès du gestionnaire de réseau). De plus, ces mécanismes d'ajustement fonctionnent de manière non coordonnée, zone par zone. Le projet ETSO - EuroPEX reste lui aussi dans cette perspective et ne prévoyant pas de *design* plus élaboré pour le marché du temps réel. Dans ce projet, l'attention est centrée

²⁸ : A priori chaque pays ou zone de contrôle serait représenté comme un nœud du réseau hypothétique.

sur les relations commerciales entre les bourses d'électricité et laisse de coté la question de la coordination entre les GRT. Cette séparation pourrait poser bien des problèmes au moment de la mise en oeuvre du projet comme le note Smeers [2005].

La seconde question est celle des marchés nationaux « incomplets ». Les performances du nouveau projet européen dépendront ici de l'efficacité du découpage « zonal » du réseau européen proposée par ETSO. Sur cette question, il n'y a pas de réponse théorique unique. Les modèles de traitement « zonal » des réseaux ont eu des résultats différents dans différentes expériences. Dans certains cas, les modèles zonaux ont fonctionné comme des approximations acceptables de la nature du réseau (Nord Pool ; Texas). Dans d'autre cas, l'approximation zonale n'ont pas fonctionné (Californie ; ancienne version du modèle de PJM). Pour les ingénieurs, le bilan est que le résultat d'un modèle zonal de réseau dépend des caractéristiques physiques réelles des réseaux. Un écart trop grand entre le modèle de représentation du fonctionnement du réseau et les vraies caractéristiques physiques du réseau réel laissera trop de place à des inefficacités de gestion de la capacité de transport ou des coûts de production... et à des comportement opportunistes de la part des opérateurs de marchés (les opérateurs peuvent chercher à s'approprier la valeur de ces écarts en « jouant » systématiquement avec : c'est le « *gaming* »).

Enfin, la dernière question concerne la faible liquidité des bourses électriques en Europe Continentale, ou même l'absence de bourse dans certains pays, qui créerait des difficultés pour la mise en oeuvre du projet et à cause de ces incomplétudes et du manque de coordination, la capacité d'interconnexion existante entre les marchés nationaux ne serait ni définie ni exploitée de manière optimale, et les marchés nationaux resteraient séparés.

II UN MARCHÉ UNIQUE POUR ECONOMISTES : « UNIFICATION » OU « COMBINAISON » ?

Dans le contexte d'une industrie fortement capitalistique, avec des structures de production qui, au sein des zones de contrôle, sont encore très concentrées (Commission Européenne [2004]), il est tentant de stimuler la concurrence en augmentant l'envergure des marchés électriques. En favorisant les échanges d'énergie entre les zones de contrôle existantes, la mise en place de marchés électriques régionaux peut ainsi assurer les conditions d'une concurrence effective entre les producteurs d'électricité. *In fine*, l'objectif attendu est que ces larges marchés électriques régionaux se traduisent par une pression à la baisse des prix de l'électricité (Commission Européenne [1996], Parlement européen [1997]). C'est la voie poursuivie en Europe avec le marché intérieur d'électricité européen instauré par les Directives 96/92 (Commission Européenne [1996]) et 2003/54 (Commission Européenne [2003a]), et aux Etats-Unis avec les organisations régionales de transport (RTO) instaurées par l'*Order* 2000 du régulateur fédéral (FERC [1999]).

Une condition nécessaire à l'extension de l'envergure des marchés est d'harmoniser les conditions d'utilisation des réseaux de transport, infrastructure essentielle dans le secteur électrique, alors même que

ces conditions d'utilisation des réseaux sont décidées et mises en œuvre jusqu'à maintenant au sein de chaque zone de contrôle. Plusieurs voies sont a priori possibles pour réaliser cette harmonisation.

Nous analyserons dans un premier temps ce que l'on entend concrètement par « harmonisation des conditions d'utilisation des réseaux de transport d'électricité » en nous concentrant sur les conditions financières de cette utilisation. Cela nécessite une définition cohérente avec l'objectif de création d'un marché électrique régional unifié. Cette réflexion permettra de distinguer deux processus d'harmonisation, l'un par unification ou l'autre par combinaison. Le premier, l'unification, implique une profonde refonte de tous les arrangements actuels relatifs au transport d'électricité. Le second, l'harmonisation, laisse subsister une relative diversité des tarifications, mais nécessite quand même de concevoir quelques mécanismes unificateurs susceptibles de rendre compatibles les différentes méthodes tarifaires.

II-1 L'HARMONISATION DES CONDITIONS D'UTILISATION DU TRANSPORT

Nous nous concentrerons ici sur les conditions financières et non pas sur les conditions techniques d'utilisation des réseaux de transport. Pour réaliser leurs échanges d'électricité, les producteurs et les consommateurs paient un prix pour l'usage des réseaux. Ce prix doit être fonction des coûts occasionnés. Du fait de la présence de congestions dans les réseaux électriques, pour que les prix d'usage des réseaux puissent refléter les coûts relatifs, ils doivent varier en fonction de la localisation des injections et des soutirages. Dans le marché intégré, l'harmonisation des prix de transport n'entraîne donc pas nécessairement une unification de tous les prix qui éliminerait la relation entre le coût marginal occasionné par une transaction particulière et le prix supporté par ses co-contractants particuliers. L'harmonisation fait davantage référence à la cohérence entre des méthodes de tarification, pour qu'elles transmettent des signaux « cohérents » d'utilisation du réseau aux producteurs et consommateurs d'électricité. Ainsi, un prix des congestions fixé au coût moyen de l'année précédente ne transmet pas le même signal aux utilisateurs du réseau qu'un prix fixé au coût marginal pour l'heure précise à laquelle le réseau est utilisé.

L'harmonisation doit donc permettre de relier entre elles les méthodes tarifaires mises en œuvre au sein de chaque zone de contrôle pour qu'on tende vers des échanges concurrentiels d'électricité à l'échelle du marché régional. *In fine*, des méthodes de tarification harmonisées doivent se traduire sur le marché régional par des demandes d'utilisation du réseau par les producteurs et les consommateurs qui soient compatibles avec les fondamentaux d'offre et de demande d'électricité. A ce sujet, les conclusions du 9^{ème} forum européen de régulation de l'électricité associent explicitement l'harmonisation des conditions d'utilisation des réseaux, mises en œuvre dans chaque zone de contrôle, à l'harmonisation des

signaux incitatifs de localisation sur le réseau de transport transmis par les prix d'usage (*European Electricity Regulatory Forum* [2002])²⁹.

Il reste néanmoins à identifier comment ce processus d'harmonisation peut se concrétiser. Deux voies sont a priori envisageables pour harmoniser les méthodes de tarification. La première voie d'harmonisation est l'harmonisation par uniformisation. La seconde peut être qualifiée d'harmonisation par combinaison. Une première voie consiste à uniformiser les méthodes tarifaires mises en œuvre au sein du marché intégré. Etant donnée la diversité des méthodes appliquées actuellement dans les différentes zones de contrôle, cette voie nécessite tout d'abord de choisir une tarification privilégiée puis de réformer en conséquence les méthodes en place. L'harmonisation consisterait alors à élaborer des codifications uniformes qui supprimeraient la diversité des méthodes actuelles. Une seconde voie consiste à combiner les méthodes tarifaires existantes. Contrairement à l'uniformisation, la combinaison de méthodes tarifaires diverses se concrétise par la mise en place de quelques mécanismes unificateurs entre les zones de contrôle, i.e. des « passerelles » entre des méthodes tarifaires différentes. La combinaison des méthodes tarifaires respecte donc le principe de subsidiarité de chaque état membre en laissant subsister des méthodes diverses (Wyplosz [1994]). Mais, il faut alors concevoir ces mécanismes unificateurs entre zones de contrôle qui rendraient cohérents, dans le marché intégré ainsi créé, les signaux incitatifs transmis par les méthodes de tarification tout en maintenant des différences entre zones (Backhaus J.G. [1998]). En d'autres termes, il faut concevoir des « passerelles » entre zones de contrôle qui assurent des échanges transfrontaliers d'électricité cohérents avec les fondamentaux d'offre et de demande au sein du marché régional.

II-2 L'HARMONISATION PAR UNIFORMISATION

L'élargissement des zones d'échange d'électricité aux Etats-Unis, par la création d'organisations régionales de transport (les RTOs), a concrétisé une volonté d'uniformiser les méthodes de tarification de l'usage du réseau de transport. Cette uniformisation des méthodes de tarification a nécessité de réformer les méthodes antérieures. Dans ce contexte, le choix d'une méthode de tarification unique vers laquelle converger a privilégié la tarification nodale. Cette tarification consiste à faire payer à chaque utilisateur du réseau le coût marginal induit par l'usage du réseau nécessaire à la réalisation de sa transaction, i.e., à quelques simplifications près, le coût marginal des congestions. Dans la mesure où le coût de congestion varie en fonction de la localisation des injections et des soutirages sur le réseau, et de la période à laquelle ils ont lieu, cette tarification aboutit à des prix potentiellement différents pour chacun des centaines (ou des milliers) de noeuds du réseau et à chaque instant (toutes les 10 à 15 minutes)³⁰.

²⁹ : Cette série de forums est désignée sous le terme de processus de Florence. Etablis en 1998 par la Commission Européenne, ces forums ont lieu deux fois par an et sont l'occasion de concertations entre les autorités de réglementation sectorielles nationales, les gestionnaires de réseau, les associations représentatives des différents groupes d'utilisateurs du réseau, les représentants des Etats membres et de la Commission pour déterminer des règles de tarification des échanges transfrontaliers.

³⁰ : En pratique, les prix d'usage des réseaux sont facturés toutes les heures.

Manifestement, cette uniformisation des règles de tarification des réseaux assure la cohérence des signaux de localisation et d'utilisation du réseau au sein du marché régional intégré. Les consommateurs et les producteurs sont soumis ici à un ensemble homogène de règles incitatives. Néanmoins, cette uniformisation nécessite des réformes institutionnelles conséquentes. Cela peut demander la création d'un gestionnaire unique des réseaux de transport qui concentrera l'ensemble des informations relatives au fonctionnement des réseaux. L'instauration d'un gestionnaire unique sur une zone aussi large que le marché européen peut aussi se heurter à des problèmes techniques, ne serait-ce que celui du temps de calcul nécessaire.

Si l'on conservait plusieurs gestionnaires de réseau distincts, l'uniformisation par la tarification nodale suppose des échanges d'informations très détaillées entre les zones de contrôle de chaque gestionnaire afin de pouvoir calculer les coûts d'usage des réseaux dans l'ensemble du marché intégré. Cette uniformisation nécessite également un partage des compétences et des méthodologies de calculs entre zones de contrôle. Il faut aussi, évidemment, réformer les règles antérieures là où la tarification nodale n'était pas encore mise en œuvre. Tout en tenant compte des conséquences en « *political economy* », car toute réforme tarifaire crée des gagnants ... et des perdants (Perez [2002 & 2004] ; Kirsch [2000], World Bank [1995]).

En effet ces réformes ne sont pas neutres pour les différents agents économiques. Certains gestionnaires de réseau risquent de perdre une large part de leurs prérogatives actuelles et de voir leur rôle limité à l'application de règles standardisées, décidées pour une large part à un niveau supérieur (fédéral ? régional ?). Les producteurs et les consommateurs seront tarifés en fonction des coûts marginaux de leurs utilisations du réseau. La tarification nodale marquerait ainsi la fin des subventions croisées entre les utilisateurs du réseau, soulevant spécialement les oppositions des utilisateurs du réseau qui bénéficiaient antérieurement de tarifications moyennées sur tous dans le temps et / ou géographiquement.

D'une façon plus générale, un certain nombre de participants aux marchés nationaux ont très probablement contribué à la conception des règles d'échange auxquels ils se soumettent dans leur zone de contrôle (Avramovic et Boucher [2001]). De nouvelles réformes institutionnelles entreprises pour uniformiser les règles d'usage des réseaux européens impliqueraient pour eux la fin des règles spécifiques dont ils bénéficient et une capacité d'intervention future plus réduite dans la conception des nouvelles règles d'échange. Une grande réforme institutionnelle de cette nature soulève donc bien des enjeux stratégiques pour les différents groupes d'acteurs. Et ceci constitue un obstacle substantiel à une régionalisation des marchés qui se fonderait sur des règles d'échange uniformes (Radford [2001], Hogan [2002]). Aux Etats-Unis mêmes, ce sont notamment ces enjeux et ces conflits d'intérêt qui ont poussé le régulateur fédéral, la FERC, à intervenir de façon plus directive dans la réforme du secteur électrique, en passant de l'énonciation générale de principes de référence à une véritable réglementation des caractéristiques tarifaires (FERC [2002b]). Mais pour ces mêmes raisons, l'harmonisation par uniformisation s'est bloquée aux Etats-Unis et n'est pas devenue obligatoire, ni légalement (absence de

loi fédérale), ni réglementairement (incapacité du régulateur fédéral à imposer son projet ambitieux). L'uniformisation n'est plus mise en place que par volontariat. Elle ne concerne donc que des volontaires qui sont tous situés dans les états de l'Est, et qui pourraient être rejoints par le Texas et sans doute la Californie. Mais l'espace économique déjà couvert par ce dispositif est considérable : de Chicago à New York, de Washington et Baltimore à Philadelphie et Boston.

II-3 L'HARMONISATION PAR COMBINAISON

Parallèlement à cette première harmonisation, par uniformisation des méthodes tarifaires, on observe en Europe à un processus d'harmonisation sensiblement différent. L'absence d'autorité européenne de régulation fédérale rend la convergence vers une méthode tarifaire unique et la coopération des Etats membres encore plus délicates. Cette différence institutionnelle avec les Etats-Unis contribue à l'émergence d'un autre processus d'harmonisation, caractérisé par la combinaison entre différentes méthodes tarifaires, et qui passe par la conception de mécanismes unificateurs combinant les méthodes de tarification du transport des différentes zones de contrôle. Ce processus d'harmonisation européen est en effet largement contraint par la volonté des Etats Membres de conserver leurs arrangements spécifiques. L'harmonisation par combinaison permet alors de conserver une partie importante des différentes méthodes de tarification existantes dans les zones de contrôle européennes.

Dans ce contexte particulier, des mécanismes unificateurs doivent donc être conçus pour que les échanges transfrontaliers d'électricité deviennent compatibles avec les fondamentaux d'offre et de demande. Ces mécanismes se traduisent par une tarification spécifique de l'usage des lignes de transport entre zones de contrôle (par exemple, par mise aux enchères des interconnexions), et nécessite donc de séparer des lignes de transport transfrontalières et des lignes de transport internes. A chaque type de lignes seront en effet associées des méthodes de tarification des congestions différentes, bien qu'en pratique, du fait des règles de circulation de l'électricité, les contraintes de capacité sur toutes les lignes du réseau sont largement interdépendantes.

III DES INSTITUTIONS SOUS-JACENTES A L'ECONOMIE ET A L'INGENIERIE DES « MARCHES UNIQUES »

Puisque l'ingénierie et l'économie « pures » des marchés de gros d'électricité tolèrent l'existence de plusieurs modèles alternatifs d'harmonisation, et puisque diverses solutions ont déjà été mises en œuvre au cours de la dernière décennie (à l'intérieur des Etats-Unis : Californie, Texas, PJM ; ou en Europe : Nord Pool, UK Pool, NETA, etc.), il n'est donc pas impossible à priori de créer des « marchés uniques ». Cependant, le fait même que plusieurs solutions, de nature sensiblement différente, aient déjà été mises en œuvre, aux Etats-Unis ou en Europe, est troublant. Si les contraintes de réseau et les contraintes transactionnelles opposées au fonctionnement spontané des mécanismes de marché sont aussi fortes qu'on l'a dit, comment parvient-on à pratiquer autant de solutions différentes dans la même

industrie ? Si cette variété des procédés n'est possible qu'en sacrifiant l'efficacité du système, ou sous l'hypothèse d'attitudes différentes par rapport au risque et à la complexité, pourquoi choisit-on ici ou là tel ou tel procédé plutôt que tel autre également réalisable ? Pour aborder cette dernière dimension de la mise en œuvre des processus concurrentiels dans l'industrie électrique, il faut s'interroger sur les fondements institutionnels de l'économie et de l'ingénierie de ces nouveaux marchés.

III-1 L'USAGE COMMERCIAL DES INTERCONNEXIONS INTERNATIONALES

Parce que les réformes électriques concurrentielles produisent des effets d'ouverture des marchés nationaux, elles incitent les entreprises à changer leur usage des interconnexions entre les zones de réseau préexistantes. Comme le remarque Chevalier [2004], ceci peut conduire à la multiplication des congestions aux frontières entre zones. En effet, avant ces réformes, les interconnexions internationales étaient souvent gérées dans un objectif de sûreté technique et industrielle, chaque zone échangeant avec ses voisines un service réciproque de sécurité électrique. La règle commerciale appliquée était souvent celle des « échanges à bien plaire³¹ » qui allégeait la gestion des échanges et des contraintes de réseaux entre zones échangistes. Suite aux réformes concurrentielles, l'ouverture du transit international sur les interconnexions permet de profiter des écarts de coût ou de prix entre les zones, même dans un marché unique européen encore en gestation. Pour les générateurs connectés au réseau de transport européen, l'exportation directe d'électricité entre zones (entre pays) peut devenir une stratégie commerciale « ordinaire ».

Cependant, cette politique d'entreprise est parfois beaucoup plus ancienne. Ainsi, dès 1986, EDF exportait-elle près de 30 milliards de kWh vers ses voisins européens³². Dix ans plus tard, ces exportations s'élevaient à plus de 73 milliards de kWh soit 15 % de sa production totale et l'équivalent de 20 millions de clients domestiques³³. Cette stratégie d'exportation est souvent appuyée par une présence commerciale locale, et l'on peut ainsi comprendre la stratégie d'EDF en Espagne, en Angleterre et en Allemagne. De même, la compagnie Suez-Electrabel pourrait exporter depuis la Belgique et s'appuyer sur son réseau de contacts commerciaux avec les collectivités locales françaises.

Mais en utilisant autant les interconnexions du réseau européen, on peut être fréquemment confronté à des congestions de réseau, quand leurs gestionnaires ne parviennent plus à garantir la faisabilité de l'ensemble des flux contractualisés directement entre les agents sur les marchés [Glachant et Pignon, 2004; et figure 1]. Ces limites du transport ont cependant plusieurs origines.

- Les congestions peuvent être causées par des insuffisances techniques, la capacité des lignes étant objectivement insuffisante pour traiter toutes les transactions qui ont un intérêt privé pour les participants

³¹ : Par ce terme on résume la pratique qui consistait à échanger internationalement des blocs d'énergie en fonction de tarifs négociés entre pays. Par exemple, les échanges franco-espagnols permettent un décalage fructueux des deux appareils de production : les heures creuses en France (faible consommation et production à bas coûts) sont les heures de pointe en Espagne (consommation et production électrique espagnole est proche du maximum en quantité et en coûts) et réciproquement.

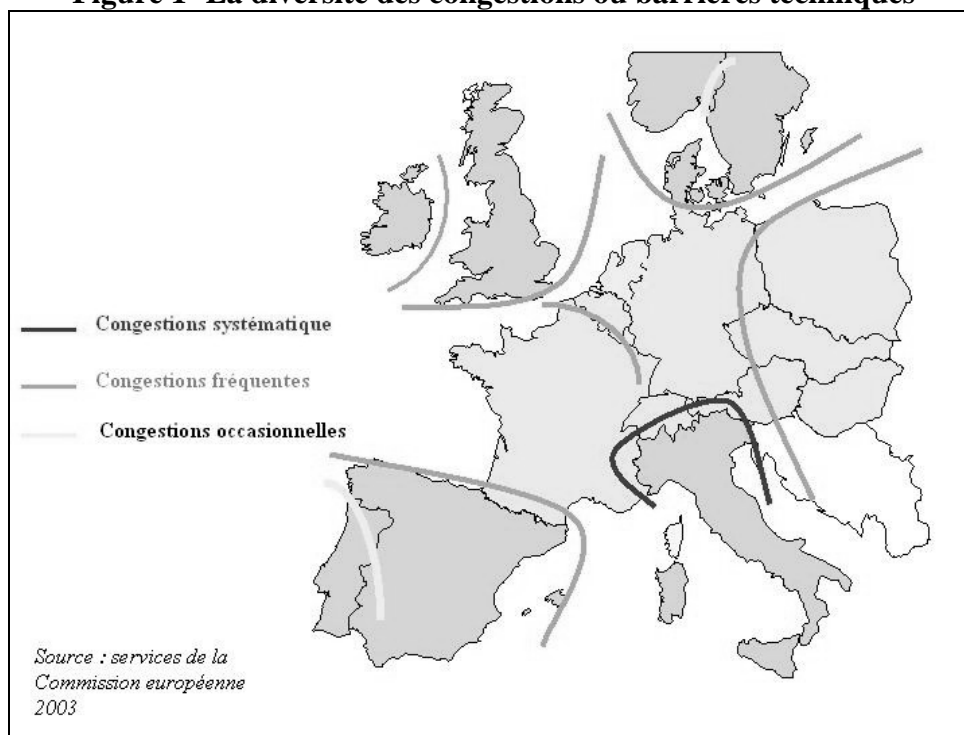
³² : De quoi alimenter huit millions de clients domestiques.

³³ : Ce qui représente presque le nombre de clients domestiques de l'Espagne.

sur les marchés de gros. Comme le montrent, par exemple, les données d'Oxera [2001, p. 143-148], les capacités d'interconnexion entre pays demeurent faibles en Europe, relativement au niveau atteint par les flux transfrontaliers. Une telle situation de congestion structurelle du réseau électrique montre que le marché européen de l'électricité, quoique désormais ouvert juridiquement, « *ne constitue pas un marché intégré* » [Oxera, 2001, p. 149]. Des transactions qui seraient commercialement bénéfiques ne peuvent pas être réalisées, révélant ainsi des sous-marchés différents.

- Cependant ces congestions peuvent être aussi causées par des défaillances de la réglementation européenne ou du *design* des marchés existants. D'une part certains gestionnaires de réseau, ayant autorité sur un sous-ensemble du réseau européen, peuvent manquer d'intérêt à offrir une plus grande capacité aux frontières de leur zone car ils devraient modifier leurs autres activités nationales de gestion. Ou bien parce qu'ils ne coopèrent pas suffisamment avec leurs collègues des autres zones pour parvenir à concevoir d'autres scénarios de gestion sans « danger excessif » pour leur propre zone. Souvent ces deux causes coexistent et se renforcent mutuellement : le manque d'intérêt spontané de tel ou tel GRT se renforce de l'insuffisante coopération entre tous les GRT concernés directement ou indirectement. Mais, d'autre part, les marchés eux-mêmes peuvent être responsables d'un « excès » de congestion des capacités d'interconnexion. C'est notamment le cas quand les règles des marchés de gros permettent de passer des transactions « en aveugle », i.e. sans devoir prendre en compte les externalités créées sur le réseau ou, pire encore, quand ces règles créent un intérêt pervers à « profiter » des externalités ainsi créées [Staropoli 2001].

Figure 1- La diversité des congestions ou barrières techniques



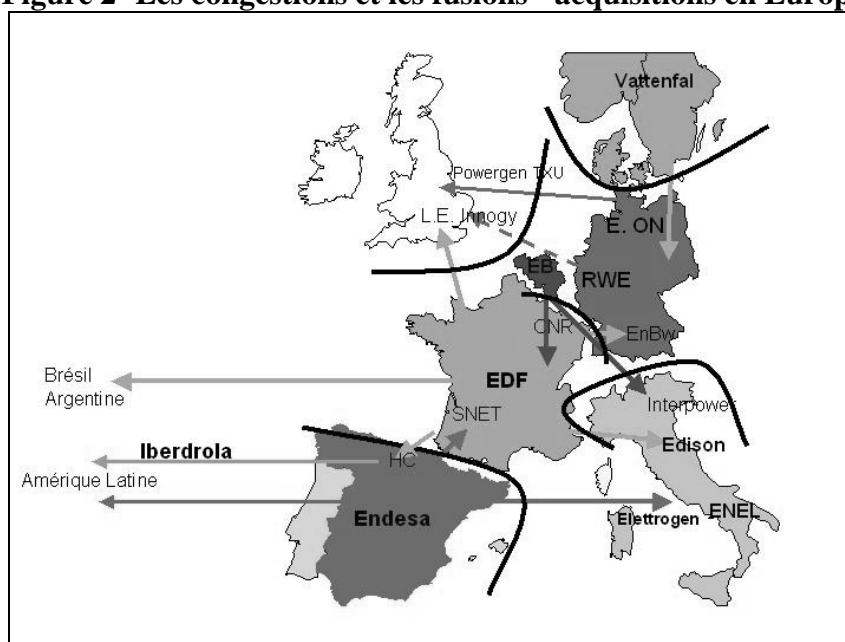
Ainsi, une organisation insuffisante des marchés ou des réseaux peut entretenir des carences de coordination, d'information et d'incitation, qui accroissent les barrières structurelles à la formation de

« marchés uniques » de plus grande taille au sein de l'Union européenne. On conçoit les difficultés qui peuvent en résulter pour certaines entreprises électriques dès lors que les congestions se multiplient (cf. figure 2).

III-2 LES FUSIONS ACQUISITIONS, DU CONTOURNEMENT DES BARRIERES TECHNIQUES ET INSTITUTIONNELLES, A LA CONSTITUTION D'UN OLIGOPOLE EUROPEEN DE L'ENERGIE...

Dans ce contexte, des firmes peuvent chercher à « contourner les congestions » et à acheter des capacités de production « par delà » les congestions, par acquisition de producteurs locaux de moindre ampleur. A titre d'exemple, EDF achète EMBW, 4ème producteur allemand d'électricité, de façon à pérenniser sa pénétration du marché allemand, le plus vaste d'Europe³⁴. Plus largement, une cinquantaine d'opérations de fusions et acquisitions ont eu lieu entre 1998 et 2003 dans l'Union européenne entre firmes de nationalité différente [Codognet *et alii*, 2003]. On peut y voir autant de stratégies cherchant à contourner les barrières techniques et institutionnelles rencontrées sur les réseaux internationaux (cf. figure 2).

Figure 2- Les congestions et les fusions - acquisitions en Europe



La généralisation de cette stratégie européenne par les principaux groupes pousse à la constitution d'un oligopole international avec un noyau dur de quelques acteurs dominants prenant également position dans le secteur gazier. Dans cette perspective, on comprend d'ailleurs la réapparition cyclique en France de velléités de fusion entre Edf et Gdf, malgré l'opposition latente de la Commission européenne.

³⁴ : En contrepartie de cette fusion en 2002, la Commission européenne a obtenu d'EDF une ouverture de son parc nucléaire à hauteur de 6000MW dans le cadre des *Virtual Power Plant*. Les VVP sont une innovation en terme de réforme car comme EDF n'était pas une société par action avant août 2004, seule la production de ces 6000 MW (sur 105 000 MW) est achetable de manière concurrentielle sur la Bourse d'électricité française Powernext. Pour les détails de la réforme française voir Glachant & Finon (2005).

Toute cette refonte industrielle des activités électriques et gazières est encouragée par l'ouverture des marchés. Mais elle joue aussi comme un substitut à une intensification de la concurrence qui procéderait par « durcissement » du caractère concurrentiel des mécanismes de marché existants. L'achat de « parts de marché » à l'échelle européenne, en accroissant la taille des plus grands, augmente les points de contact entre les principaux opérateurs, comme si le marché européen devenait un « marché unique » à l'échelle du continent. Cependant il n'existe pas, en économie industrielle, de lien mécanique entre l'accroissement du nombre de contacts et l'intensification concurrentielle. De même, la poursuite des fusions d'entreprise accroît bien la taille industrielle, commerciale et financière des grandes firmes européennes mais n'augmente pas nécessairement la taille effective des « marchés pertinents ».

III- 3 LA CAPACITE A MODIFIER LES REGLES TECHNIQUE ET ECONOMIQUES ET LES STRUCTURES INDUSTRIELLES

Finalement, nous ne trouvons pas plus d'impossibilité industrielle et financière à élargir la taille réelle des marchés électriques en Europe, que nous n'avons rencontré d'impossibilité technique ou économique à réaliser l'unification ou l'harmonisation de ces marchés. Le problème n'est donc pas l'impossibilité à priori d'une opération de cette nature. Il est de réussir à mobiliser effectivement la capacité à modifier les structures industrielles ou les règles techniques et économiques des réseaux et des marchés pour atteindre cet objectif. C'est la mobilisation concertée de toute la capacité existante de changement qui demeure hautement improbable. En pratique, en effet, cette force potentielle est dispersée entre de nombreux centres de décision indépendants dont les intérêts, les contraintes, les priorités ou les rythmes de prise de décision ne convergent pas spontanément sur un agenda unique. La difficulté principale nous semble donc de nature institutionnelle.

Tout d'abord, on ne trouve des moyens d'action simultanés sur les règles des réseaux et des marchés et sur les structures industrielles qu'à l'échelle nationale. Seules des autorités nationales ont le pouvoir et la légitimité pour « re-réguler » et simultanément « restructurer » des industries entières. Mais de telles fenêtres d'opportunité ne restent pas ouvertes en permanence [Zahariadis 1995]. La logique même de ces réformes concurrentielles fait qu'au cours du temps les autorités nationales compétentes se dispersent en une demi-douzaine de centres d'intérêt distincts, sinon divergents : gouvernements et parlements, régulateurs et gestionnaires de réseaux, autorités de concurrence et tribunaux. Après le lancement initial des réformes sectorielles, les réorientations ultérieures sont plus souvent partielles ou ponctuelles que radicalement nouvelles. Il existe bien sûr des contre-exemples visibles, comme celui de l'Angleterre, ou de la Californie [Glachant 2003]; mais ils n'ont opéré que dans un cadre institutionnel bien resserré. On ne connaît toujours pas de réorientation équivalente à un niveau international, car la coordination des différents agendas institutionnels pour réaliser une même « réforme des réformes » y est incomparablement plus difficile.

Outre la difficulté pratique de coordination des agendas, on se heurte également en ce domaine à la divergence des intérêts « nationaux ». Bien qu'on ne puisse pas définir facilement un intérêt général de chaque nation européenne sur ces questions, on y constate presque toujours une forte mobilisation de telle ou telle autorité nationale autour d'un type d'intérêt qui lui est particulièrement légitime. Dans ces circonstances, on cherchera en vain de larges coalitions européennes d'acteurs institutionnels ou industriels qui soutiendraient toutes les composantes d'un programme d'harmonisation complète et simultanée des conditions d'opération sur tous les réseaux et sur tous les marchés du secteur. Même ce que les économistes appellent un changement « *pareto-améliorant* », où personne ne perd quand d'autres gagnent au changement, n'est pas si fréquemment reconnu par tous en ce domaine. Et le jeu institutionnel le plus fréquent est de soutenir un programme limité d'harmonisation intra-européenne dont les priorités ne perturbent pas les intérêts nationaux reconnus comme légitimes. Comme chacun propose un programme différent de réforme partielle, le procédé constitue, en pratique, une variante du droit de veto dans des décisions collectives par unanimité ou consensus [Tsebellis 2002] .

Bien entendu, chaque autorité nationale et chaque acteur du secteur peut légitimement défendre ou promouvoir les intérêts qui lui semble légitimes, quelle qu'en soit la diversité à l'échelle européenne. Dans ce contexte, c'est donc à la Commission européenne qu'il revient de jouer son rôle propre d'architecte institutionnel, « *gardienne des traités* », qui couvre toute la mise en œuvre de la législation européenne sectorielle. Cependant, bien qu'il existe une loi européenne contraignante³⁵ sur la gestion des interconnexions, cette législation délègue quand même à différents partenaires des Etats Membres le réglage fin des procédés de gestion, sans qu'aucune méthode opérationnelle précise d'harmonisation n'ait été clairement définie. La Commission européenne partage donc avec les Etats Membres le pouvoir de promouvoir une nouvelle réglementation européenne contraignante³⁶. La Commission partage aussi avec les régulateurs nationaux, et probablement –dans le futur- avec les Gestionnaire des Réseaux de Transport nationaux, la capacité de concevoir de procédures volontaires d'harmonisation.

Le processus européen d'harmonisation ne peut donc éviter de recourir au « consensus » et au « volontariat », c.a.d. au marchandage institutionnel. L'harmonisation par marchandage est rarement rapide ... et jamais complète. C'est pourquoi, bien que l'Union européenne soit dotée d'une législation de réforme électrique sans aucun équivalent aux Etats-Unis, nous ne savons pas si elle pourra pousser son projet de « marché unique » plus loin, ni même aussi loin, que le projet de « *Standard Market Design* » du régulateur fédéral américain.

³⁵ : C.a.d. un « règlement ».

³⁶ : Procédure dite de la « *Comitologie* ».

Bibliographie

- Association of European Power Exchanges (Euro-PEX) [2003], “*Using implicit auctions to manage cross-border congestion: decentralised market coupling*”, Juillet, www.europex.org ;
- Avramovic B. & Boucher J. [2001]. “*Are Super RTOs feasible ?*”. Power Economics, October, pp.20-23.
- Backhaus J.G. [1998]. “*Harmonization of law in the European Union*”. The New Palgrave Dictionary of Economics and the Law, ed. P. Newman, Macmillan Reference Limited.
- Boucher J. & Smeers Y. [2003], « *The European Regulation on Cross Border Trade : can one do without a standard market design ?* », Working Paper, Université Catholique de Louvain, Mars.
- Boucher J., Smeers Y. [2001], « *Towards a common European Electricity Market-Paths in the right direction... still far from an effective design* », septembre 2001
- Brousseau E. & Glachant J.M. (eds) [2002] *The Economics of Contracts: Theories and Applications*, Cambridge University Press.
- Cadwalader M., Harvey [2003] « *Coordinating congestion relief across multiple regions* »
- Chevalier J.M. [2004] *Les grandes batailles de l’Energie*, Folio actuel Inédit.
- Codognot M-K., Glachant J-M., Lévêque F. & Plagnet M-A. [2003], *Mergers and Acquisitions in the European electricity sector*, GRJM & CERNA, Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Commission Européenne [1996]. “*Directive 96/92 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l’électricité*”.
- Commission Européenne [2003a]. “*Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC.*”
- Commission Européenne [2004]. *Fourth benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market.*
- Costello K. [2001], « *Interregional Coordination versus RTO Mergers : A cost-benefit perspective* », Mars 2001, The Electricity Journal
- ETSO [2001], “*Co-ordinated auctioning : a market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks*”, Avril ;
- ETSO [2004a], “*Cross-border electricity exchanges on meshed AC power systems*”, Avril, www.ets-net.org ;
- ETSO [2004b] “*An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe*”, septembre ;
- ETSO-EuroPEX [2004] « *Flow-based Market Coupling : A joint ETSO-EuroPEX proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in Europe*”, Interim Report, Septembre.
- European Electricity Regulatory Forum [2002]. “*Conclusions – Ninth Meeting of the European Electricity Regulatory Forum*” – Rome, 17-18 October 2002.
- FERC [1999]. *Regional Transmission Organizations. ORDER n°.2000, Final Rule*, Docket No.RM99-2-000.
- FERC [2002b]. *Notice of proposed rulemaking on open transmission service and standardized market design.* Docket No.RM01-12-000.
- Glachant J.M. [2003] « *Quatre designs de réforme électrique : Grande-Bretagne, Californie, Scandinavie et Allemagne* », *Economies et Sociétés*, EN N°2-3, 2003, pp. 231-255.
- Glachant J.M. [2004] « *Les nouvelles analyses économiques de la régulation des marchés* », Contribution au colloque « *Droit de la régulation* » de l’UMR de droit comparé de l’Université Panthéon-Sorbonne les 29 et 30 avril, à paraître dans les actes du colloque.
- Glachant J.M. [2005] « *La crise californienne, accident fortuit ou première défaillance du système de régulation des réformes concurrentielles de l’électricité ?* » à paraître dans « *Les crises de la régulation* », 3e volume de « *Droit et Economie de la Régulation* », s.l.d. de Marie-Anne Frison-Roche, Presses de Sciences-Po & Dalloz

- Glachant J.-M. & Finon D. (Eds.) [2003], *Competition In European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar.
- Glachant J.M. & Finon D. [2005] “*France electricity reform: a competitive fringe in the shadow of a state owned incumbent*”, à paraître dans *Energy Journal*, 2005
- Glachant J.-M. & Pignon V. [2004] “*Nordic Congestion’s Arrangement as a Model for Europe? Physical constraints and Economic Incentives*”, à paraître dans *Utilities Policy*, 2005.
- Harvey S. [2003], « *The Virtues of Virtual RTOs* », présentation, septembre, http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm;
- Hogan W.W. [2002]. “*Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms*”. *Journal of Regulatory Economics*, vol.21, n°1, pp.103-132.
- Kirsch L.D. [2000]. “*Pricing the Grid: Comparing Transmission Rates of the U.S. ISOs*”. *Public Utilities Fortnightly*, 15 février, pp.30-42.
- MISO-PJM [2004] *Market to Market : Interregional Coordination Process* (www.miso-pjm.com)
Midwest ISO & PJM
- NEISO-NYISO [2003], « *Virtual Regional Dispatch : Concept, evaluation and proposal* » Joint Working Paper ISO New England, Inc., New York ISO, Inc..
- Ott A. [2003], « *PJM-MISO: Achieving a Virtual RTO Through a Joint Operating Agreement* », présentation, septembre 2003, http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm;
- OXERA, NERF, ESAP, ATOM [2001] *Electricity Liberalisation Indicators in Europe*, DG TREN.
- Parlement européen [1997]. “*Directive 96/92/CE du parlement européen et du conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l’électricité*”. *Journal Officiel*, n°L027 du 30/01/1997, pp. 0020-0029.
- Perez Y. [2002] *L’économie néo-institutionnelle des réformes électriques européennes*, Thèse de l’Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.
- Perez Y. [2004] “*L’attractivité des réformes électriques, un problème de mesure ?*” Dans Saboly & Cailluet (eds) [2004] « *Mesure (s)* », Presses de l’Université de Toulouse.
- Radford B.W. [2001]. “*PJM vs. New York: Who’s Got the Better Market?*”. *Public Utilities Fortnightly*, décembre, pp.13-26.
- Shanker R. [2001], « *Is a Single Reasonable NE Market Feasible ? An Intial Analysis of Technology and Scalability* », Aout 2001, Northeast RTO Mediation http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm;
- Smeers Y. [2002], “*Market Incompleteness in Regional Electricity Transmission – Part I: The Forward Market*”, Working Paper, Université Catholique de Louvain, Avril 2002;
- Smeers Y. [2005], “*System Performance (Reliability, Congestion Costs, Production Costs)*”, Edf/EPRI Workshop on Electricity Market Performance, Paris, Février 2005;
- Staropoli C. [2001] *Organisation et Efficacité des marchés de gros d’électricité, une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique* Thèse Université de Paris 1 Panthéon Sorbonne.
- Tsebelis G. [2002] *Veto Players. How Political Institutions Work*, Princeton University Press.
- Association of European Power Exchanges (Euro-PEX) [2003], “*Using implicit auctions to manage cross-border congestion: decentralised market coupling*”, Juillet, ;
- Wilson R. B. [2002] “*Architecture of Electricity Power Market*”, *Econometrica*, vol 70 N°4.
- Wilson R.B.[2001], “*Market Architecture*”, Working Paper, Standford University, 2001
- World Bank [1995]. *Bureaucrats in Business – The Economics and Politics of Government Ownership*. World Bank Policy Research Report, Oxford University Press.
- Wyplosz C. [1994], “*Le principe de subsidiarité*”, *Economie Internationale*, n°58, 2^{ème} trimestre, pp.131-148.
- Zahariadis N. [1995] *Markets, States and Public Policy: Privatization in Britain and France*. University of Michigan Press.