

L'architecture de marchés électriques : L'indispensable marché du temps réel d'électricité

Marcelo Saguan¹, Yannick Perez², Jean-Michel Glachant³

Version du 6 août 08

Abstract

L'introduction de la concurrence dans le secteur électrique, longtemps organisé autour d'un monopole intégré en production-transport, fait apparaître des problèmes de coordination qu'il convient de traiter par la mise en place de dispositifs adéquats. L'enjeu en termes de coordination des activités électriques consiste à remplacer les outils de contrôle-commande d'optimisation précédemment en œuvre par des marchés pour gérer la rencontre entre la production et la consommation à court terme. Les caractéristiques technico-économiques du bien électrique conduisent à la mise en œuvre d'architectures de marchés complexes, composée de plusieurs sous-marchés potentiels pouvant être construit de plusieurs manières différentes. Ce papier montre que, malgré cette grande diversité d'architectures possible, il existe un noyau dur commun à tous les designs, un plus petit multiple commun. Nous montrons qu'il existe toujours un noyau commun à tous les designs pour remplir des fonctions indispensables d'ajustement en temps réel d'une fourniture qui doit être équilibrée en temps réel. En effet, si l'on analyse les architectures de marché du point de vue de l'effort des autorités publiques pour les construire ou les modifier, notre approche permet de concentrer les efforts sur un sous-marché particulier comme axe prioritaire de la politique de création du Marché unique européen de l'électricité.

¹ Supélec & ADIS-Groupe Réseaux Jean-Monnet, université de Paris-Sud 11 (marcelo.saguan@u-psud.fr).

² Maître de conférences, ADIS-Groupe Réseaux, Jean-Monnet université de Paris-Sud 11.

³ Professeur, ADIS-Groupe Réseaux Jean-Monnet, université de Paris-Sud 11 et European University Institute Florence.

1. Introduction

L'introduction de la concurrence dans le secteur électrique, longtemps organisé autour d'un monopole intégré en production-transport allant parfois jusqu'à la distribution, fait apparaître des problèmes de coordination qu'il convient de traiter par la mise en place de dispositifs adéquats (Staropoli 2001, Glachant 2003 et Glachant & Finon 2003). L'importance de ces dispositifs, organisationnels et institutionnels, oublié pendant un temps, reviennent sur le devant de la scène suite aux différents black-outs observés en Europe et dans le monde (Hogan 2002, Newbery 2006, Sioshansi & Pfaffenberger 2006).

L'enjeu en termes de coordination dans les secteurs électriques consiste à remplacer les outils de contrôle-commande d'optimisation précédemment en œuvre (*unit commitment* et *optimal dispatch*) par des marchés pour gérer la rencontre entre la production et la consommation à court terme (Stoft 2002, Smeers 2004a, Smeers 2004b).⁴

Dans cette perspective, l'électricité est définie comme un bien combinant trois composantes complémentaires : l'énergie, le transport et les réserves (Wilson 2002). Cette définition technico-économique du bien électrique conduit à la mise en œuvre d'architectures de marchés complexes, composée de 4 sous-marchés potentiels pouvant être construit de plusieurs manières différentes (Saguan 2007). Les quatre sous-marchés, ou « modules » dans la littérature sur le *market design* sont alors les suivant : 1° le module *forward*⁵ d'énergie, 2° le module *forward* de transport, 3° le module *forward* des réserves et 4° le module du temps réel.

Le fait que chaque module ait de multiples options internes d'organisation suggère une grande diversité possible d'architectures modulaires⁶. Cette grande diversité révèle aussi la complexité inhérente des architectures de marché électrique. En principe, dans un cadre simplifié⁷, le choix de l'architecture devrait être en principe moins important, car plusieurs architectures alternatives permettraient d'atteindre le « coût minimal de production ». Toutefois, les caractéristiques réelles des systèmes électriques comprennent des structures de marchés concentrées, des coûts de transactions, des externalités, des fonctions de coût non-convexes, des biens publics, etc. Il convient de souligner que l'état de l'art actuel sur le design d'architectures de marchés électriques ne fournit pas une base théorique « robuste » pour pouvoir trancher définitivement entre toutes les différentes solutions possibles (Wilson 2002). Le

⁴ Nous ne traiterons pas ici des marchés qui ont un impact à plus long terme et qui concernent l'investissement (Green 2006, Joskow 2006, Finon & Pignon 2008).

⁵ Seuls les modules *forward* peuvent prendre la forme des purs marchés où l'offre rencontre la demande pour définir spontanément un prix.

⁶ On pourrait en principe dériver de nouvelles architectures encore inconnues à partir de la seule combinatoire des options pour chaque module.

⁷ C'est-à-dire un monde avec atomisticité d'acteurs, avec information complète, coûts de transaction nuls, des fonctions de coût convexes, une absence d'externalité, et de caractéristiques de bien public ainsi qu'une demande d'électricité inélastique,

problème semble trop complexe pour trouver des solutions purement théoriques valables pour tous les états des systèmes électriques et leurs différents environnements.

A défaut de pouvoir fournir cette taxinomie, l'objectif de ce papier est de montrer qu'il existe un noyau dur commun indispensable à tous les designs, un plus petit multiple commun. Nous démontrerons que l'« architecture minimale » est celle qui définit l'organisation des tâches et de la fourniture d'électricité en « temps réel ».

Ce papier est organisé de la manière suivante. Après avoir synthétisé les principaux apports de l'analyse des options possibles concernant l'analyse des quatre principaux modules qui gèrent la fourniture électrique (section 2), nous vérifierions empiriquement, l'importance du module de gestion électrique en temps réel dans les systèmes électriques de référence au niveau mondial à savoir l'Angleterre (NETA), Pennsylvania, Maryland et New Jersey (PJM) et le Texas (section 3). Nous démontrerons enfin l'importance du marché du temps réel comme étant l'architecture minimale devant être mise en place (Section 4). La dernière section conclura (section 4).

2. Les choix d'organisation des principaux modules des marchés électriques

Dans l'ancien système verticalement intégré, la question de la coordination entre les unités de production et la consommation en temps réel était assurée par une séquence de contrôles-commandes, l'*Unit-Commitment*⁸ et l'*Optimal Dispatch*⁹ qui assurait cette nécessaire coordination au fonctionnement du système électrique (figure 1) (Wood & Wollenberg, 1996).

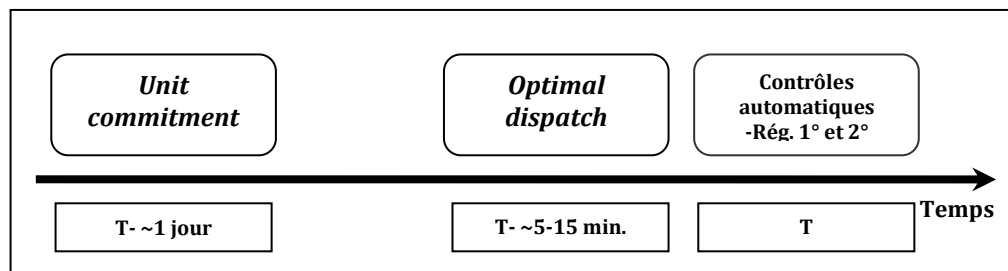


Figure 1 : Schéma de la séquence des outils de contrôles-commande pour l'électricité

⁸L'outil d'*unit commitment* est utilisé la veille du jour considéré comme l'horizon de programmation. Il sert à déterminer quelles unités de production démarrer ou arrêter ainsi que les niveaux de production prévisionnels pour chaque sous période de l'horizon de programmation. Cet outil considère l'équilibrage prévisionnel du système (contraintes d'équilibre) ainsi que les limites de capacité de transport des différents éléments du réseau (contraintes de capacité de transport), un niveau déterminé de réserves (contraintes de réserves) et les caractéristiques technico-économiques des unités de production.

⁹ L'outil d'*optimal dispatch* est utilisé très près du temps réel et sert à déterminer le niveau de production définitif des unités qui sont disponibles en temps réel. Une ré-optimisation est nécessaire (*optimal dispatch* après *unit commitment*), car les données introduites dans l'*unit commitment* ne sont pas des valeurs déterministes. L'*optimal dispatch* fonctionne proche du temps réel où les prévisions sur les conditions du temps réel sont très précises. Cet outil assurera l'équilibrage du système et que les limites de capacité de transport ne soient pas violées avec les nouvelles valeurs des injections et des soutirages.

L'introduction de la concurrence par la suppression complète des outils de contrôle-commande, sans la préalable construction d'une architecture de marché se heurte sur les propriétés économiques qui dérivent des caractéristiques spécifiques de l'électricité comme par exemple la non-stockabilité, la contrainte d'égalité entre la production et la consommation, l'impossibilité de diriger les flux de puissance, le besoin de réserves, etc. Ainsi, les effets économiques des caractéristiques spécifiques de l'électricité limitent le remplacement direct des outils de contrôle-commande par des marchés et exigent la construction d'une architecture de marché capable d'assurer cette coordination. L'art de la conception d'une architecture de marché électrique consiste à choisir quels contrôles-commandes remplacer et par quoi les remplacer (figure 2).

En pratique, le résultat final de l'introduction de la concurrence est donc toujours une combinaison entre contrôles-commande et marchés (Boucher & Smeers 2002). Il est donc nécessaire de souligner ici l'importance du concept de séquence de marché à court terme et la nécessité d'identifier trois composantes du bien électricité. Une architecture de marché sera donc composée de 4 modules : 1° le module d'énergie *forward*, 2° le module de transport *forward*, 3° le module de réserves *forward*, et 4° le module du temps réel.¹⁰

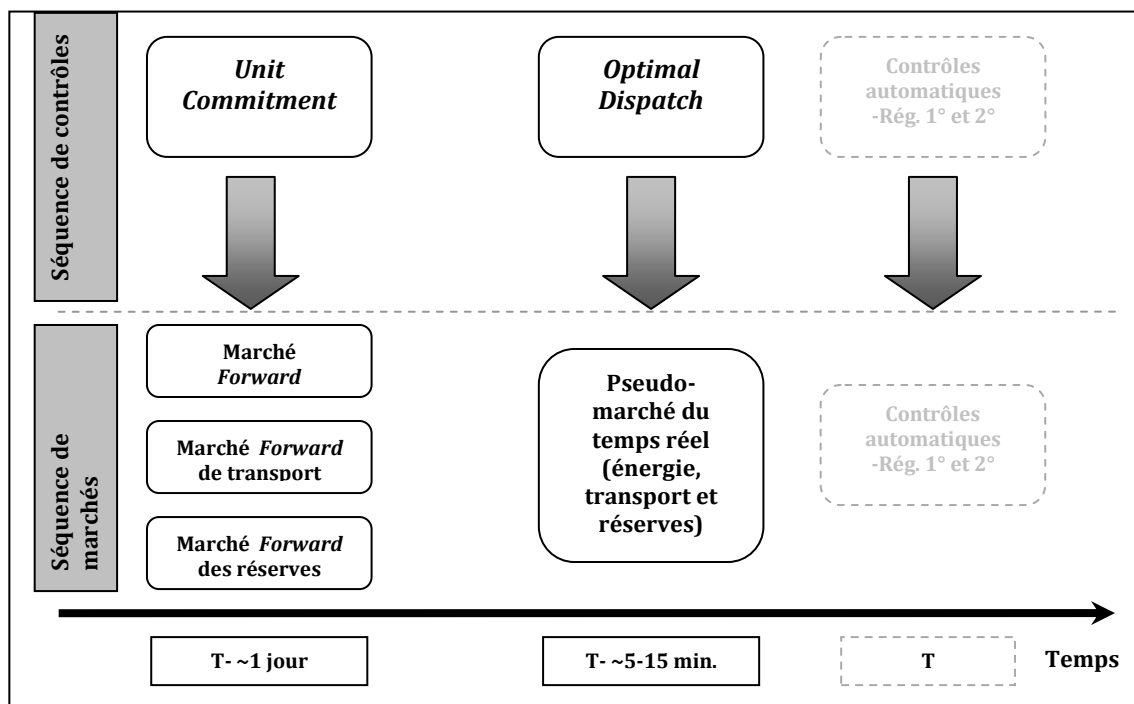


Figure 2: Schéma du remplacement de contrôles par des marchés

Les fonctions essentielles assurées par les marchés de l'architecture décrite ci-dessus peuvent être réalisées par plusieurs mécanismes. D'abord, les options de design pour le module d'énergie *forward* se différencient par leur degré de centralisation. Elles

¹⁰ Nous utiliserons ci-après le terme de marché « *forward* de court terme » pour distinguer la période allant de 24 heures avant la consommation jusqu'à quelques instants avant le temps réel, en opposition au marché du temps réel ou le bien est effectivement disponible.

se repartissent entre deux pôles extrêmes : d'une part, un marché *forward* d'énergie complètement décentralisé basé sur des contrats bilatéraux et, d'autre part, un marché d'énergie *forward* basé sur une enchère centralisée qui définit les prix et quantités pour toutes les transactions d'énergie *forward* (Stoft, 2002).

Ensuite, les options de design du module de transport *forward* se placent sur deux axes. Le premier axe considère la séparation entre le module de transport *forward* et le module d'énergie *forward*, donnant lieu à deux options de design pour la valorisation de la composante « transport » : l'option « modules intégrés » qui valorise implicitement le transport par les biais des prix de l'énergie différenciés géographiquement ; l'option « modules séparés » qui valorise explicitement le transport considérant de droits d'utilisation de la capacité limitée de transport. Le deuxième axe considère le degré d'internalisation des externalités du transport sur l'étape *forward*, dont les options de design concernent la différenciation spatiale du bien électricité. Il existe néanmoins des solutions simplifiées consistant à utiliser des modèles économiques de réseau simplifiés permettant, en théorie, de choisir le degré d'internalisation d'externalités. Saguan (2007) distingue ainsi trois représentations géographiques du réseau : le modèle nodal, le modèle zonal et la zone unique. Dans la figure 3, nous représentons schématiquement les options de design qui concernent le degré d'internalisation des externalités en fonction de la prise en compte des dimensions géographiques.

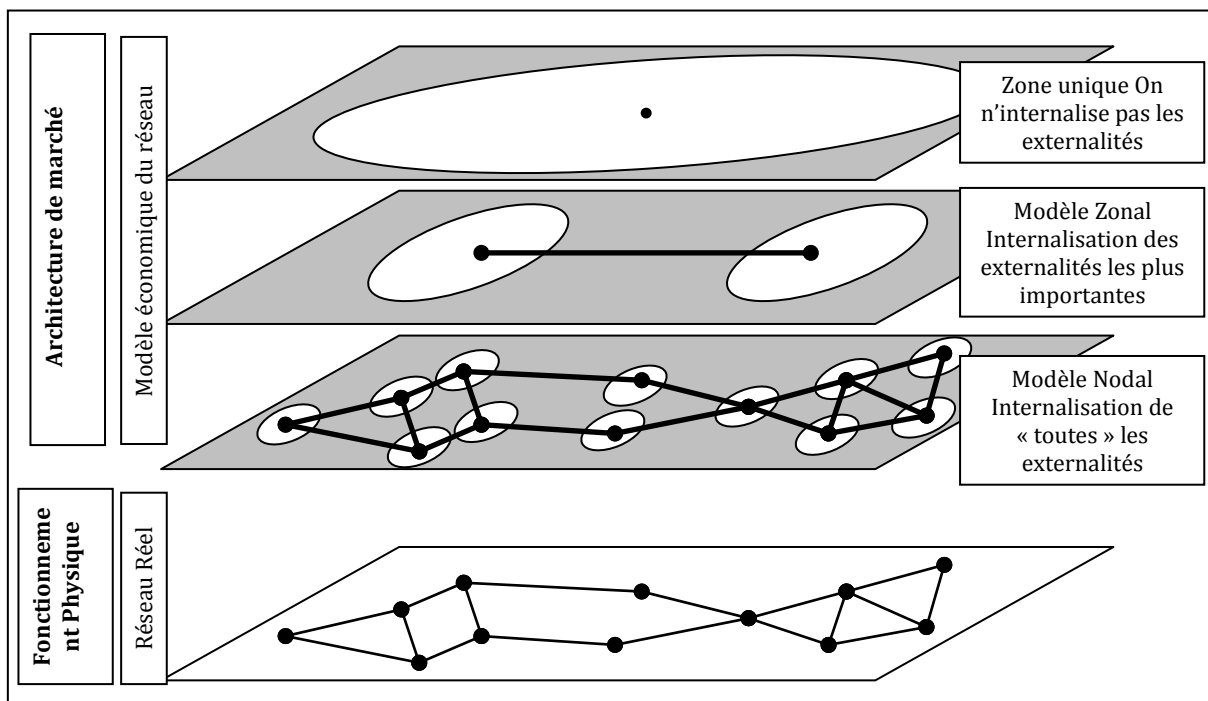


Figure 3 : schéma du degré d'internalisation des externalités

Troisièmement, le module des réserves *forward* présente différentes options de design pour la forme d'organisation de la production des réserves. La production de

réserves peut être organisée par enchères journalières ou contractuellement entre le GRT et les fournisseurs de réserves.

Enfin, les designs du module du temps réel se différencient par deux axes principaux. En premier lieu, celui de la définition des signaux de prix du temps réel, donnant lieu d'une part au design du type « marché du temps réel » où on trouve un prix unique de l'énergie en temps réel et d'autre part au design du type « mécanisme d'ajustement en temps réel » où il existe plusieurs « prix » pour acheter ou vendre de l'énergie en temps réel et ces prix sont normalement ajustés avec des pénalités (Saguan, 2007). En deuxième lieu, celui du degré d'internalisation des externalités du transport en temps réel que cela soit à chaque nœud du réseau (nodale) en quelque zones (zonal) ou une seule zone (timbre poste).

Le tableau n° 1 récapitule les différentes options internes d'organisation pour chaque module.

Tableau 1 : synthèse des options de design des modules

| | | |
|---|--|---|
| Module <i>forward</i> d'énergie | Degré de centralisation | <ul style="list-style-type: none"> • Marché centralisé • Marché décentralisé |
| Module <i>forward</i> de transport | Intégration | <ul style="list-style-type: none"> • Intégré au module énergie <i>forward</i> • Séparé du module énergie <i>forward</i> |
| | Degré d'internalisation d'externalités | <ul style="list-style-type: none"> • Une seule zone • Quelques zones (zonal) • Chacun des nœuds (nodal) |
| Module <i>forward</i> des réserves | Organisation de la production | <ul style="list-style-type: none"> • Marchés organisés • Contrats bilatéraux producteurs/GRT |
| Module du temps réel | Détermination des signaux de prix | <ul style="list-style-type: none"> • Marché du temps réel • Mécanisme d'ajustement |
| | Degré d'internalisation d'externalités | <ul style="list-style-type: none"> • Une seule zone (timbre poste) • Quelques zones (zonal) • Chacun des nœuds (nodal) |

Parmi les marchés électriques de référence, au niveau mondial, l'Angleterre, PJM et le Texas sont particulièrement importants et nous allons les étudier à l'aide de la synthèse réalisée dans cette première section. Cette étude est rendue nécessaire car l'architecture de marché doit s'appliquer sur un système électrique en fonctionnement, difficilement modifiable de manière radicale à court terme (Hogan, 2002).

3. Analyse empirique des modèles de référence au niveau international

Pourquoi choisir l'Angleterre, Pennsylvania, Maryland et New Jersey (PJM) et le Texas comme cas d'étude ? Il convient de noter que les trois expériences sont emblématiques des tentatives conduites à travers le monde, ainsi PJM est devenu, après la crise californienne de 2000-2001, le cas mille fois cité du « modèle de design centralisé robuste », et la référence empirique du « *Standard Market Design* » proposé

par le régulateur fédéral américain¹¹. A l'inverse, le Texas reste, après la crise californienne, le seul cas de forte décentralisation de l'opération de la séquence des marchés. Au point que le cœur des marchés y demeure bilatéral, à l'exception du module du temps réel. Enfin l'Angleterre, où nous constaterons que l'on peut réussir à bâtir une architecture très décentralisée, fondée elle aussi sur des marchés bilatéraux et un module du temps réel, à partir d'une architecture très centralisée (comme l'était l'*Electricity Pool* de 1990 à 2001).

3.1 Le cas de l'Angleterre (NETA/BETTA)

L'architecture de marché appliquée actuellement en Angleterre a été introduite en 2001 (Staropoli 2001, Newbery 2002, Perez 2002). Elle est connue sous le nom de NETA (*New Electricity Trading Arrangement*) et elle a remplacé l'ancienne architecture, très centralisée, connu sous le nom d'« UK Pool » (Sweeting 2000, Staropoli 2001, Perez 2002). A l'inverse, le NETA a une architecture de marché très décentralisée où les participants réalisent la plupart de leurs échanges de façon bilatérale. En 2005 la nouvelle architecture de marché a été étendue à l'Ecosse donnant lieu à l'architecture BETTA (*British Electricity Trading and Transmission Arrangement*).

Le design du NETA/BETTA est centré sur le module du temps réel. Ce module fonctionne comme un « mécanisme » d'ajustement (*Balancing Mechanism*). C'est un mécanisme parce que ce design s'écarte logiquement de la formation d'un prix de marché où il y a un seul prix de l'énergie du temps réel pour tous les participants. Sur le mécanisme d'ajustement anglais¹², il y a au moins deux prix en temps réel pour les « écarts »¹³. Ce système de double prix en temps réel (*dual-cash settlement*) est composé d'un prix pour acheter de l'énergie en temps réel (*SBP-System Buying Price*) quand la production réelle est inférieure à la quantité vendue sur les marchés *forward*¹⁴, et d'un prix pour vendre de l'énergie en temps réel (*SSP-System Selling Price*)¹⁵ quand la production réelle est supérieure à la quantité vendue sur les marchés *forward*¹⁶. Dans ce design, il n'y a pas de pénalités explicites. Mais la définition des prix des écarts s'établit sur la base des règles spécifiques qui prennent en compte des coûts additionnels. Les prix des écarts diffèrent du prix unique du marché et, de fait, pénalisent plus particulièrement les écarts et surtout les écarts négatifs.

Les congestions – à savoir les externalités négatives supportées par les infrastructures de transport- sont aussi gérées par le biais du mécanisme d'ajustement (*Balancing Mechanism*). Mais les prix du temps réel ne prennent pas en compte la localisation géographique de l'injection ou du soutirage (prix zone unique). Il n'y a donc

¹¹ Federal Energy Regulatory Commission

¹² c'est-à-dire ceux qui consomment ou produisent une quantité différente à leur position contractuelle *forward* transmise au gestionnaire du réseau (NGC).

¹³ *National Grid Company* (NGC) est le gestionnaire du réseau pour la zone de contrôle correspondant à l'Angleterre.

¹⁴ Ou consommation réelle > achats sur les marchés *forward*.

¹⁵ Sur le NETA il y a aussi une différence entre les écarts qui sont dans le même sens (augmentent l'écart global) que celui du système et ceux qui sont dans le sens contraire (aident à diminuer l'écart global).

¹⁶ Ou la consommation réelle < achats sur les marchés *forward*.

pas d'internalisation des externalités en temps réel. Les coûts de gestion des congestions sont socialisés entre tous les participants par le biais d'un coût supplémentaire (*uplift*).

Pour le module énergie *forward*, nous trouvons une organisation presque complètement décentralisée. L'essentiel des transactions sont réalisées bilatéralement. Il existe une bourse organisée (APX Power UK¹⁷) pour les contrats *forward* de court terme, mais le volume de transactions sur cette bourse est faible¹⁸.

Sur le NETA/BETTA il n'y a pas de marchés *forward* organisés ni pour le transport, ni pour les réserves. Dans le marché *forward* de l'énergie les participants considèrent que la capacité de transport du système est infinie. NGC se fournit en réserves par le biais de contrats bilatéraux avec les participants. Les coûts de ces contrats sont inclus soit dans le tarif du transport ou soit dans les prix des écarts en temps réel.

En conclusion, l'architecture de marché actuelle de l'Angleterre se caractérise par son module du temps réel fonctionnant comme un mécanisme d'ajustement et sans internalisation des externalités de congestion, par sa forte décentralisation du module d'énergie *forward* et par son module de réserves *forward* fonctionnant sur la base des contrats bilatéraux entre le GRT et les participants.

3.2 Le cas du Texas

La deuxième architecture que nous présentons, celle du marché électrique texan, est elle aussi une architecture de type décentralisée. Mais elle se différencie du cas précédent par un certain degré d'internalisation des externalités et par plus d'organisation sur le module réserves *forward* (Yu *et al.* 2005).

L'architecture du marché texan est elle aussi centrée sur le module du temps réel, géré par le gestionnaire du réseau (ERCOT). En temps réel, le design d'ERCOT fonctionne comme un marché du temps réel. Les écarts entre les programmes et les productions et consommations réelles sont valorisés avec un seul prix de l'énergie en temps réel (Baldick & Niu 2005). Le module du temps réel considère aussi un certain degré d'internalisation d'externalités. ERCOT utilise un modèle économique de réseau « zonal » dans son algorithme d'optimisation du marché du temps réel. Ces zones sont déterminées sur la base des contraintes de transport les plus importantes du réseau (Baldick 2003).¹⁹ Ce modèle économique de réseau simplifié permet de définir des coûts de congestion pour les éléments les plus congestionnés du réseau et faire payer aux utilisateurs la différence des prix entre les zones. Etant donné que ce modèle ne représente qu'une partie des contraintes de transport du réseau, un mécanisme supplémentaire pour résoudre des congestions locales a été conçu pour fonctionner juste après le marché du temps réel. Le coût de gestion de congestions locales est alors socialisé entre tous les participants de la zone (Potomac 2006).

¹⁷ Cf. www.apxgroup.com

¹⁸ Au moment de l'introduction du NETA il y avait deux bourses privées mais le volume traité par ces deux marchés est très faible. Actuellement APX a fusionné les deux bourses mais son volume n'est toujours pas important.

¹⁹ Depuis le début de cette architecture, le nombre de zones a varié entre 4 et 5.

Sur le marché texan, il n'y a pas de marchés *forward* organisé, ni pour l'énergie ni pour le transport. Le marché *forward* d'énergie est complètement décentralisé. Il n'existe pas de bourse d'électricité organisée au Texas. En revanche, il y a un marché organisé des réserves *forward*, mais il n'est pas centralisé (Baldick & Niu 2005). Les consommateurs ont une obligation de réserves et ils peuvent choisir différentes formes de fourniture comme programmer des réserves propres, opter pour des contrats bilatéraux, ou participer au marché organisé.

En conclusion, l'architecture de marché actuelle de Texas se caractérise par son module du temps réel fonctionnant comme un marché avec une internalisation zonale des externalités de congestion, par sa forte décentralisation du module d'énergie *forward* et par un module de réserves *forward* fonctionnant sur la base des marchés journaliers organisés ou enchères.

3.3 Le cas de PJM

L'architecture de PJM, gérant le système électrique de plusieurs états du nord-est des Etats-Unis, est plus centralisée que les deux autres présentées précédemment. Cette architecture est connue pour avoir une forte intégration entre les modules et un niveau important d'internalisation des externalités. Ce design est aussi très similaire à la définition du *Standard market design* recommandée par la FERC (Régulateur Fédéral Américain) comme le modèle à suivre (FERC 2002).²⁰

En temps réel, le design sur PJM est du type « marché ». Il existe un seul prix pour valoriser l'énergie en temps réel, pour payer les écarts entre les quantités achetées ou vendues sur les marchés *forward* et celles réellement consommées ou produites. Le marché du temps réel utilise aussi un modèle économique de réseau très complet (modèle nodal) et représentant le réseau physique afin d'internaliser, avec précision, les externalités du transport.

Les modules *forward* d'énergie et de transport sont intégrés dans le marché *day-ahead*. Ce marché n'est pas obligatoire, les participants peuvent présenter directement des programmes de production et de consommation. Mais des règles particulières font qu'une part conséquente de la capacité de production passe par ce marché organisé. La majeure partie des participants ayant négocié des contrats bilatéraux, ils présentent des programmes de production dans le marché *day-ahead* organisé pour se couvrir des coûts de transport du temps réel. Le degré d'internalisation d'externalités est maximum, étant donné qu'il y a une différenciation des prix à un niveau nodal, tant dans le marché *day-ahead* que dans le marché du temps réel. Tous les participants réalisant une transaction doivent payer la différence des prix du temps réel entre le nœud de soutirage et le nœud d'injection. Ceux qui participent dans le marché *day-ahead* paieront la différence de prix nodaux *day-ahead* si en temps réel ils respectent exactement leurs engagements pris le marché *day-ahead*.

²⁰ Il est important de remarquer que ce type d'architecture a été déjà mise en place dans plusieurs régions des Etats-Unis depuis quelques années (par exemple NE Pool, NY Pool et MidWest Pool) (Sioshansi & Pfaffenberger, 2006).

Le module *forward* de réserves est en partie intégré au marché *forward* d'énergie (réserves opérationnelles ou *operating reserves*) et, en partie, organisé comme un marché *forward* séparé du marché *forward* d'énergie (réserves tournantes et réserves secondaires ou *spinning reserves and regulation*). Pour la partie organisée comme un marché séparé, les consommateurs ont une obligation de réserve et ils peuvent choisir différentes formes de fourniture de ces obligations (programmer des réserves propres, des contrats bilatéraux, ou participer au marché organisé). L'enchère du marché de réserves se réalise près du temps réel, et prend en compte les coûts d'opportunités de ne pas fournir l'énergie mise en réserve (PJM 2006).

En conclusion, l'architecture de marché actuelle de PJM se caractérise par son module du temps réel fonctionnant comme un marché avec une internalisation nodale des externalités de congestion, par la forte centralisation du module d'énergie *forward*, par un module de transport *forward* intégré au module d'énergie et basé sur un modèle nodal et par son module de réserves *forward* fonctionnant sur la base des marchés journaliers organisés ou enchères.

Le tableau suivant résume les choix des architectures étudiées pour chacun des modules.

Tableau 2: Comparaison des architectures de marché

| Architecture | Module temps réel (énergie, transport et réserves) | Module énergie <i>forward</i> | Module transport <i>forward</i> | Module réserves <i>forward</i> |
|-------------------------------|---|--------------------------------------|--|---------------------------------------|
| Angleterre/ NETA/BETTA | Mécanisme/Zone unique | Décentralisé | - | Bilatéral GRT et producteurs |
| Texas | Marché/ Zonal | Décentralisé | - | Marché organisé / bilatéral |
| PJM | Marché/ Nodal | Centralisé | Intégré/Nodal | Marché organisé / bilatéral |

L'analyse empirique des architectures de marché de référence a confirmé et décrit leur grande diversité des architectures de marché. Les marchés ont des architectures dont les combinaisons d'options sur la séquence entière ou sur un seul module peuvent être très différentes. Cette diversité est la conséquence de la difficulté à trouver une seule « architecture optimale » valable pour tout type de système électrique. D'une part, ce qui rend très complexe la détermination d'une architecture optimale est la grande variété des caractéristiques physiques des systèmes électriques.

Le manque de maîtrise rationnelle dans le choix des options optimales de design a deux conséquences logiques : la première porte sur l'importance d'une recherche plus approfondie sur l'identification de l'ensemble des différents designs possibles, objectif qui dépasse largement le cadre de cet article ; la seconde qui nous concerne plus particulièrement nous conduit à chercher à identifier le noyau commun à tous les designs nécessaire pour remplir des fonctions « électriques » minimum indispensables à

toutes les architectures. Nous l'appellerons l'« architecture minimale » et nous allons voir qu'il s'agit du module du temps réel.

4. Architecture minimale : le module du temps réel

Afin de définir cette architecture minimale, nous identifions tout d'abord deux axes qui caractérisent une architecture de marché de manière générale. Ces deux axes sont le degré de centralisation et le degré d'internalisation des externalités de transport. Ensuite, nous constatons que l'architecture de marché minimale se caractérise par un module de temps réel toujours centralisé et devant gérer l'ensemble des externalités.

Le premier axe, le degré de centralisation, combine deux notions : l'organisation d'une part, et la centralisation proprement dite d'autre part. D'une part, l'organisation d'une architecture consiste à définir de façon explicite des règles pour encadrer les transactions dans chaque module. L'exemple typique de la définition de règles pour les transactions est l'utilisation d'enchères pour conduire les échanges. D'autre part, la centralisation correspond ici au fait que toutes les transactions sont obligées d'appliquer les règles d'échange ainsi définies. Le degré le moins élevé d'organisation et de centralisation consiste à laisser les agents faire librement des transactions bilatérales sans leur imposer de règles particulières concernant l'échange. Ce sont des marchés de gré à gré. Pour certains modules cependant, l'organisation et la centralisation sont obligatoires comme c'est le cas du module du temps réel. En revanche, pour les modules qui n'ont pas besoin d'être nécessairement organisés et centralisés, le choix d'une architecture s'effectuera entre les deux extrêmes de cet axe.

Le second axe, le degré d'internalisation d'externalités du transport, exprime la prise en compte des externalités d'usage du réseau et de la différenciation spatiale du bien électricité. Plus les externalités sont prises en compte, plus le bien électricité est différencié spatialement. On trouve donc sur cet axe la finesse avec laquelle les externalités sont internalisées allant de la définition nodale des prix, zonale, à l'absence de différenciation des prix. Or, comme nous l'avons vu, un degré important d'internalisation des externalités de transport implique une définition détaillée de règles permettant la mesure de ces externalités et l'allocation des coûts engendrés aux agents responsables.

Si l'on regarde une architecture de marché du point de vue de l'effort des autorités pour la construire, on peut identifier une « architecture minimale » comme le noyau indispensable au fonctionnement d'une industrie électrique. Ce noyau commun minimal se trouve nécessairement à l'origine des deux axes (figure 4).

L'architecture minimale ne demande qu'un degré minimal de création des règles pour la centralisation et l'internalisation des externalités. Ceci se voit clairement pour les modules *forward*, car il existe peu de contraintes de design étant donné le caractère « financier » de ces modules, engageant peu les acteurs d'un point de vue « physique ». Par exemple, le module énergie *forward* n'a pas un besoin absolu d'être organisé ni centralisé. Les vendeurs (producteurs) et acheteurs (consommateurs) signent des

contrats bilatéraux (*forward*) de fourniture de l'énergie. Les seules règles à définir par les autorités concernent la communication au GRT des échanges d'énergie futurs prévus entre les participants.

De même, le module transport *forward* n'a pas un besoin absolu de design « organisé » car il ne traite pas les externalités qui n'apparaissent qu'en temps réel. Ainsi, les acteurs du marché d'énergie *forward* peuvent agir comme si le système avait des capacités de transport assez grandes pour éviter toutes les congestions.

Enfin le module réserves *forward* peut être assuré par le GRT. Le GRT s'occupe de signer des contrats avec des fournisseurs du service de réserve.

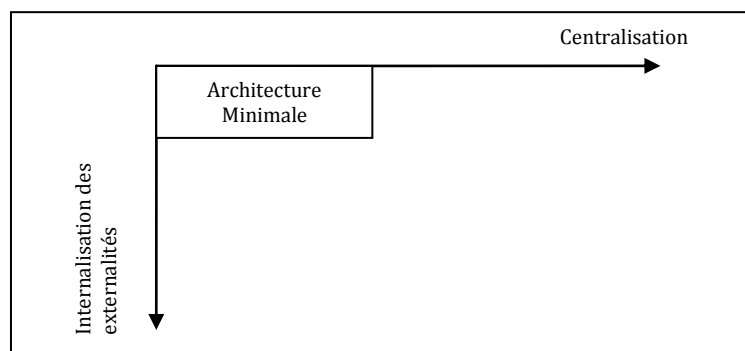


Figure 4: Concept d'architecture minimale

En revanche, le concepteur d'une architecture de marché électrique n'a pas toutes ces libertés dans le choix des règles pour gérer le système en temps réel. Ainsi l'architecture minimale se centre sur le design du module du temps réel. Le module du temps réel, qui est centralisé par nature, gère d'une manière coordonnée l'énergie, le transport et les réserves. Il amène le système, à partir d'un équilibre *forward* qui n'a pas pris en considération certaines caractéristiques du réseau, à un équilibre en temps réel qui sera cohérent avec les conditions réelles du réseau physique. Ce module s'occupe obligatoirement de l'équilibre du système en temps réel et des congestions, même si celles-ci n'ont pas été internalisées *ex ante*.

En conclusion, le module du temps réel est la base minimale de toute architecture. Toutes les architectures de marché qui ont été mises en place ont dû fixer des règles concernant ce module. Cela vient de l'importance du module du temps réel pour un bien comme l'électricité qui est difficilement stockable et dont les échanges physiques ne prennent effectivement place qu'en temps réel.

5. Conclusions

Dans cet article, nous avons développé un cadre d'analyse des architectures de marché électrique à court terme. Ainsi, une architecture de marché électrique est composée de quatre modules fondamentaux : 1° le module énergie *forward*, 2° le module

transport *forward*, 3° le module de réserves *forward*, et 4° le module du temps réel. L'architecture de marché est construite par un choix d'options pour chaque module et pour les articulations entre ces modules.

Premièrement, nous avons pu vérifier la grande diversité d'architectures de marché en examinant, module par module, les solutions de design proposées ou mises en œuvre. Les solutions choisies pour chacun de ces modules abordent d'une manière différente les caractéristiques spécifiques du bien électricité, mais aussi de chaque système électrique particulier.

Deuxièmement, la complexité des architectures de marché, exprimée par la grande diversité, rend impossible une étude approfondie du *Market Design* sans le découpage du problème en sous-problèmes. D'un côté nous avons montré que, dans la diversité d'architectures observées, il existe toujours un noyau commun à tous les designs pour remplir des fonctions « électriques » indispensables. En effet, si l'on analyse les architectures de marché du point de vue de l'effort des autorités publiques pour les construire ou les modifier, notre approche permet de focaliser les efforts sur un sous-marché particulier, c'est-à-dire, l'« architecture minimale ». Nous avons montré que cette architecture minimale porte sur le design du module « du temps réel » et que ceci devrait être considéré comme axe prioritaire de la politique de création du marché unique de l'électricité au niveau européen.

6. Références

- Baldick R., (2003). "Shift factors in ERCOT congestion pricing", Working paper, University of Texas (Austin), disponible sur <http://www.ece.utexas.edu/~baldick/papers/shiftfactors.pdf>, Mars 2003.
- Baldick R., Helman U., Hobbs B., O'Neill R., (2005). "Design of Efficient Generation Markets", Proceedings of the IEEE, Vol. 93, N° 11, Novembre 2005;
- Baldick R., Niu H., (2005) "Lessons Learned: The Texas Experience," dans *Electricity Deregulation: Where to from here?* J. Griffin and S. Puller (Eds), The University of Chicago Press, 2005.
- Boucher, J. and Smeers, Y., (2002). "Towards a common European Electricity Market – Path in the right direction...still far from an effective design". *Journal of Network Industries* 3(4), 375-424, 2002.
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC), (2002). "Notice of proposed rulemaking on open transmission service and standardized market design". Docket No.RM01-12-000.
- Finon D., Pignon V., (2008). "Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market", *Utilities Policy* XX (2008) 1-16.
- Glachant J.-M., Finon D., (Eds.) (2003), *Competition In European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison*, Edward Elgar.
- Glachant J.-M. & Pignon V. (2005) "Nordic Congestion's Arrangement as a Model for Europe? Physical constraints and Economic Incentives", *Utilities Policy*.
- 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.

- Green R., (2006). "Investment and generation capacity", dans F. Lévêque ed., 2006, Chap. 2, p. 21-53
- Hirst E., (2001). "Real-Time Balancing Operations and Markets: Key to Competitive Wholesale Electricity Markets," Edison Electric Institute, Washington, DC, Project for Sustainable FERC Energy Policy, Alexandria, VA, April 2001.
- Hogan W.W. (2002). "Electricity Market Restructuring: Reforms of Reforms". Journal of Regulatory Economics, vol.21, n°1, pp.103-132.
- Joskow P., (2006). "Market electricity markets and investment in new generating capacity". Working Paper CEEPR-MIT 06-009, April. Published in Helm D. dir. (2007) *The New Energy Paradigm*, Oxford University Press, 2007
- Newbery D., (2002). "Regulatory challenges to European electricity liberalization". CMI Working Paper 12.
- Newbery D., (2006). "Refining Market Design", CWPE 0615 and EPRG 0515 Working paper, février 2006.
- Perez Y., (2002). *L'économie néo-institutionnelle des réformes électriques européennes*, Thèse de l'Université Paris 1 Panthéon-Sorbonne.
- PJM Interconnection (2006). "Ancillary Service, PJM 101, the basics", Training material, disponible sur www.pjm.com, 2006.
- Potomac Economics, Ltd, (2006). "2005 State of the Market Report for the Ercot Wholesale Electricity Markets", disponible sur www.ercot.com, Juliet 2006.
- Saguan M., (2007). *L'analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du temps réel*. Thèse de doctorat en Sciences Economiques. Université Paris Sud XI.
- Sioshansi, F.P., & Pfaffenberger, W., (2006). *Electricity Markets around the World*, Elsevier 2006.
- Smeers Y., (2004a). « L'électricité: marchés organisés et marchés de gré à gré », Présentation orale - L'ouverture des marchés européens de l'électricité – IDEP (Institut d'Économie Publique) Marseille, janvier 2004.
- Smeers Y., (2004b). « L'électricité: marchés organisés et marchés de gré à gré », *Revue d'économie publique* 14-2004/1, décembre 2004.
- 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.
- Stoft S., (2002). *Power System Economics, Designing Market for Electricity*. New York, Wiley IEEE
- Sweeting A., (2000). "The Wholesale Market for Electricity in England and Wales: Recent Developments and Future Reforms", Working paper M.I.T, septembre 2000.
- Wilson R. (2002), "Architecture of the power markets", *Econometrica*, 70(4), 1299-1344
- Yu J., Teng Sh., Mickey J., (2005). "Evolution of ERCOT Market", conference EPRI, 2005.
- Wood, A. J., Wollenberg B., (1996) - *Power generation operation and control - Second Edition* - John Wiley & Sons, Inc.