HAL
open science

Le rôle de l'investissement réseaux dans la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés

Vincent Rious, Jean-Michel Glachant, Yannick Perez, Philippe Dessante

To cite this version:

Vincent Rious, Jean-Michel Glachant, Yannick Perez, Philippe Dessante. Le rôle de l'investissement réseaux dans la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés. Congrès annuel de l'Association Française de Sciences Economiques (AFSE), Sep 2008, Paris, France. hal-00344567

HAL Id: hal-00344567

https://centralesupelec.hal.science/hal-00344567v1

Submitted on 5 Dec 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Le rôle de l'investissement réseaux dans la coordination entre la production et le transport d'électricité dans les systèmes électriques libéralisés

Vincent Rious[1], Jean-Michel Glachant[2], Yannick Perez[3], Philippe Dessante[1]

Résumé

Cet article analyse comment s'organise la coordination à long terme entre la production et le transport dans un système électrique libéralisé. Nous nous appuyons sur un cadre d'analyse modulaire afin de séparer les mécanismes de coordination entre la production et le transport d'électricité en modules distincts. La structure de gouvernance du réseau de transport complète ce cadre d'analyse. Nous montrons alors que, dans une logique de complémentarité, cette structure de gouvernance influence les options de gestion des flux effectivement mises en œuvre par les GRT. Bien que les signaux de localisation soient nécessaires afin de guider l'installation de nouveaux moyens de production, la structure de gouvernance explique alors que l'investissement en réseau peut être le seul procédé effectif de coordination à long terme entre production et transport.

Introduction

Afin d'assurer un accès non-discriminatoire au réseau de transport dans les systèmes électriques libéralisés, il a été nécessaire de séparer verticalement la production en concurrence et le réseau de transport en monopole naturel. La séparation d'activités auparavant intégrées dans un monopole vertical et horizontal fait apparaître des problèmes de coordination entre les investissements en production et en réseau. Nous montrons que c'est l'investissement dans le réseau de transport qui va réaliser cette nouvelle coordination à long terme dans un système électrique libéralisé.

Face à cette situation, Lévêque (2003) a montré qu'une autorité centralisée devait émettre des signaux de localisation à destination des producteurs pour remplacer la coordination traditionnelle. Cette autorité centralisée s'appelle le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). On s'attendrait donc à ce que les GRT mettent en place les meilleurs signaux existants pour coordonner la production et le transport. Or empiriquement, on constate qu'aucun GRT ne met en œuvre concrètement les meilleurs signaux économiques disponibles. Pire, l'étude des GRT montre que ceux qui mettent en œuvre les signaux de localisation les plus incitatifs ne sont pas ceux aboutissant à la meilleure coordination avec la production. Comment expliquer ce paradoxe ?

Pour répondre à cette question, nous proposons dans la première section la construction d'un GRT idéal. Ce GRT idéal nous servira de point de comparaison pour l'étude de la coordination entre production et le transport de GRT réels. Dans la seconde section, nous montrons que la structure incitative du GRT idéal est difficile à atteindre car le mode de gestion des actifs de transport d'électricité influence la mise en œuvre de la gestion des flux. Enfin, dans la troisième section, nous appliquons ce cadre d'analyse modulaire et institutionnel pour comparer deux GRT *Pennsylvania, Maryland & New Jersey* (PJM), et

[1] Professeurs assistant à Supélec, Département d'Électrotechnique et de Systèmes d'Énergie, 3 rue Joliot-Curie, 91192 Gif-sur-Yvette CEDEX

[2] Directeur de la « Florence School of Regulation » et de la chaire « Loyola de Palacio » à l'European University Institute.

[3] Maître de conférences à l'université Paris-Sud 11, ADIS-Groupe Réseaux Jean Monnet et chercheur associé à la Chaire « Loyola de Palacio » de l'European University Institute.

National Grid. Nous verrons alors quel est le mécanisme central de coordination entre la production et le transport d'électricité dans les organisations réelles.

1- Organisation idéale d'un GRT

La gestion des flux électriques par les Gestionnaires des Réseaux de Transport comporte trois missions principales qui s'étendent du très court terme (quelques minutes à quelques heures) au très long terme (5 ans à 20 ans) (Brunekreeft *et al*., 2005). Ces trois missions sont : i) la gestion des externalités des flux électriques sur les réseaux ; ii) le développement des capacités de transport, et enfin iii) la coordination avec les réseaux voisins. Pour étudier les multiples variantes organisationnelles existantes, nous avons montré dans Rious *et al*. (2008) la pertinence du cadre d'analyse modulaire à la Baldwin et Clark (2000) et Wilson (2002) qui permet de classer la diversité empirique existante. Ici nous n'avons besoin que de nous intéresser à deux missions : la gestion des externalités et le développement du réseau de transport. En choisissant pour chacune de ces deux missions la variante optimale, un GRT idéal peut être défini par la combinaison du « pricing nodal » et, dans le cadre d'une régulation bienveillante, de la minimisation du coût total du réseau (c'est-à-dire minimiser la somme du coût de congestion du réseau et du coût d'investissement). Nous allons détailler ces deux points et voir pour quelles raisons le pricing nodal et le développement à long terme du réseau de transport constituent les briques élémentaires de l'organisation optimale d'un GRT idéal.

Premièrement, l'optimum de gestion des **externalités de réseau** est obtenu à court terme par le système du *pricing* nodal de l'énergie. Schweppe *et al.* (1988) démontre qu'un appel efficace des centrales peut être obtenu grâce à un système de tarification nodale de l'énergie (aussi appelé « *pricing nodal* » par anglicisme) dont l'équilibrage est contraint par les externalités liées aux congestions des lignes du réseau. Cette méthode présente des vertus incitatives supérieures aux deux autres techniques les plus connues, le *pricing* zonal[4] et le redispatching[5]. Ainsi la tarification nodale de l'énergie détermine un prix de l'énergie pour chaque nœud du réseau. Ces prix nodaux indiquent où il est préférable de produire ou de consommer un mégawatt supplémentaire compte tenu des contraintes de capacité du réseau.

La figure 1 illustre le pricing nodal sur un réseau congestionné simple à deux nœuds S et D. Au nœud S, il n'y a que de la production dont le coût est faible. Au nœud D, il y a une quantité Q de consommation inélastique et de la production dont le coût est élevé. Ces deux nœuds sont reliés par une seule ligne électrique SD de capacité de transport K. Si on ignore la capacité limitée de transport à l'équilibre, toute la consommation est alimentée par la production du nœud S. Le prix d'équilibre est alors unique et vaut P_E. Cet équilibre induit un flux sur la ligne SD qui dépasse la capacité de transport disponible K, où $K < Q$. Cet équilibre n'est donc pas techniquement faisable. Pour inciter la production au nœud S et au nœud D à prendre en compte la congestion sur la ligne SD, le pricing nodal paie au producteur au nœud S un prix P_S inférieur au prix d'équilibre sans congestion P_E et paie au producteur au nœud D un prix P_D supérieur à P_E. Dans ce cas de figure, le différentiel de valeur entre les prix nodaux reflète alors la valeur sociale des externalités de réseau. Ce différentiel génère ainsi un surplus pour le GRT appelé « rente de congestion ». Et les contraintes de capacité du réseau limitent

[4] Le pricing zonal est similaire au pricing nodal mais seules les contraintes de réseau les plus importantes sont internalisées dans le système de prix du marché électrique. Les autres contraintes mineures sont gérées par redispatching. Cette simplification de milliers de nœuds à quelques zones est très sensible aux erreurs et aux manipulations.

[5] Lorsque les congestions sont gérées par redispatching, elles ne sont pas internalisées dans le marché électriques. Le GRT les gère après la clôture du marché en modulant la production des centrales adéquates. Le redispatching n'émet donc aucun signal de localisation, sauf pour les centrales modulées.

la maximisation du surplus social d'une quantité appelée « coût de congestion ». La rente de congestion est représentée sur la figure 1 par le rectangle gris clair et le coût de congestion par le trapèze gris foncé.

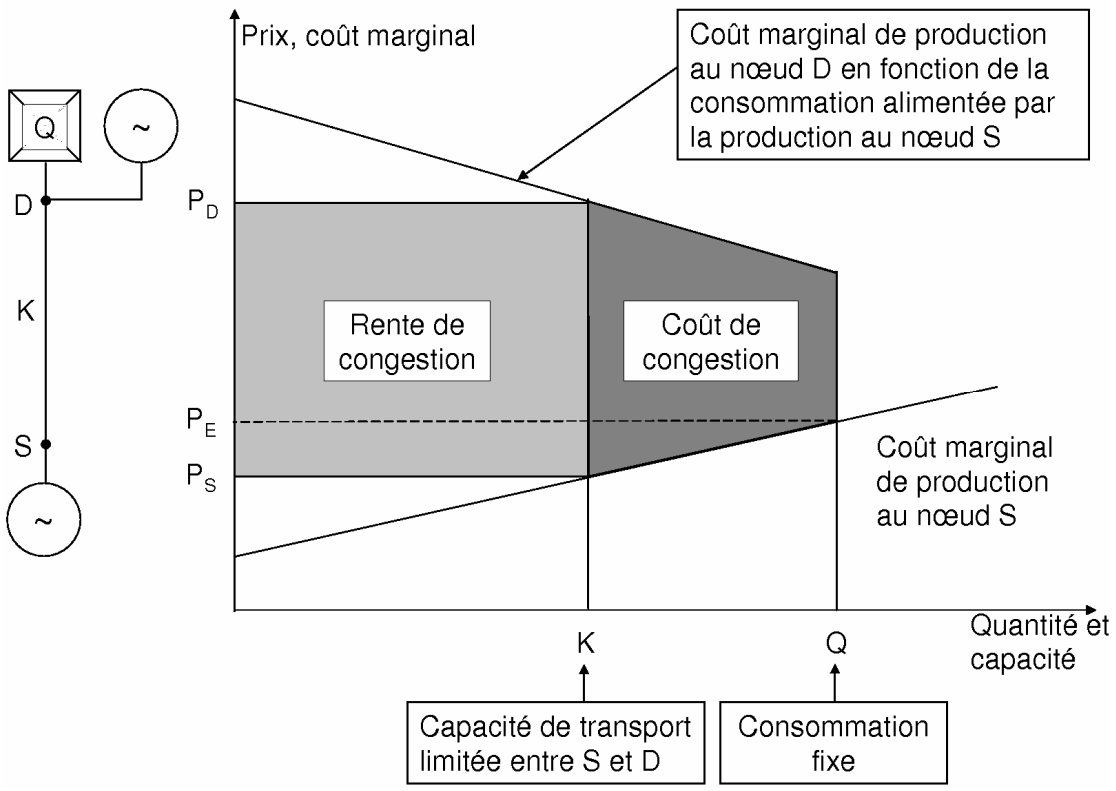

Figure 1 Représentation graphique du pricing nodal sur un réseau congestionné à deux nœuds

Le second mécanisme de coordination entre production et transport est le **développement à long terme du réseau de transport d'électricité**. En principe, la gestion à court terme et à long terme des externalités des flux électriques peut donner des informations au GRT et aux utilisateurs du réseau sur les contraintes liées à l'état actuel de fonctionnement du réseau. Mais le GRT doit aussi chercher, à long terme, à réaliser des investissements de réseau efficaces pour lever toutes les contraintes de réseau économiquement excessives. Si l'on considère par simplification que le GRT est bénévole et efficace, il doit investir afin de réduire le coût social suscité par les externalités de réseau et pour, de façon équivalente, maximiser le surplus social.

Face à cette définition du GRT idéal, l'observation des modes d'organisations des GRT réels reflète une grande variété de combinaison sous optimales de gestion des flux électriques. Cette variété s'explique au-delà des contraintes techniques par les différentes caractéristiques des structures de gouvernance du réseau de transport.

2- Des complémentarités entre la structure de gouvernance du réseau et la gestion des flux électriques

Dans le système électrique libéralisé, le GRT peut prendre différentes formes organisationnelles (structures de gouvernance), selon qu'il détient les droits de propriété du

réseau qu'il gère, et selon la forme de régulation qui est appliquée à ce monopole[6]. La structure de gouvernance du réseau modifie les incitations que le GRT peut trouver dans sa gestion des flux électriques. Dans cette section, nous définissons tout d'abord la structure de gouvernance du réseau de transport en présentant ses principales composantes. Ensuite, nous montrons que la structure de gouvernance du réseau influence les options que le GRT met en œuvre pour gérer les flux électriques.

2- a) La gouvernance et la régulation incitative du réseau

La forme prise par la séparation du réseau de transport d'électricité constitue la base de sa gouvernance car elle détermine le degré d'incitation qui peut être introduit dans la régulation de ce monopole. La séparation du réseau de transport vis-à-vis des métiers de la production et de la commercialisation est fréquemment admise comme indispensable. Cette séparation verticale est de deux degrés d'intensité. Le premier niveau comprend toujours la séparation de la gestion du système pour les flux à court terme. En effet, le retrait de la gestion du système aux opérateurs historiques est assez facile à imposer dans un processus de dérégulation car cette activité représente un volume d'investissement et d'emploi relativement faibles. *A contrario*, le second degré de séparation de la propriété du réseau de transport dépend de la possibilité d'imposer aux opérateurs historiques de céder la propriété de leurs actifs de réseau. Ce niveau de séparation verticale est plus difficile à produire lors des réformes concurrentielles. En effet, le réseau est une source de revenu régulé, garanti et récurrent pour un opérateur soumis aux pressions concurrentielles sur la production et la commercialisation du bien électrique. De ce fait, la sécurité du revenu régulé des infrastructures de transport est attractive dans le contexte d'incertitude des marchés électriques où les entreprises sont également jugées sur leurs performances financières. De plus, la propriété du réseau peut permettre aux opérateurs de protéger stratégiquement leurs parcs de production dans les plans de développement du réseau.

Les choix du niveau de séparation du réseau peuvent aussi être influencés par les interactions aussi appelées « effets de frontière » entre réseaux interconnectés. Si la propriété et la gestion d'un réseau à l'échelle continentale sont fortement fragmentées entre de multiples GRT distincts, les flux électriques parallèles créent entre ces GRT de nombreux « effets de frontières » qui sont difficiles à traiter et qui peuvent atteindre des valeurs critiques pour la sécurité du système. Alors, la séparation du réseau en propriété et en gestion dans chacune des zones des GRT peut ne pas suffire pour internaliser les « effets de frontières » et résoudre les problèmes associés. Un remède est alors d'enlever la partie « Opération du Système » aux différents opérateurs et de recomposer cette fonction sur une zone géographique plus vaste englobant plusieurs zones électriques, sous la direction opérationnelle d'un nouvel Opérateur de Réseau Indépendant des opérateurs historiques. L'intégration horizontale opérée sur de vastes zones pour l'opération du système permet alors d'internaliser les effets de frontières entre les anciennes zones des opérateurs historiques (Costello, 2001 ; PJM, 2004b).

On peut maintenant distinguer deux grandes familles de GRT en terme de degré de séparation des activités de gestion des flux électriques et de leur propriété. Nous définissons ainsi deux types de GRT : le GRT « lourd » et le GRT « light ». Un « GRT lourd » possède et gère les infrastructures de réseau dont il est l'opérateur du système. Un « GRT light » ne possède pas les infrastructures dont il est l'opérateur du système. Ces modalités de séparation du réseau de transport sont donc importantes à la fois pour comprendre l'efficacité de la

[6] Rious *et al*. 2008 montrent aussi que les options mises en œuvre dépendent aussi de leur acceptabilité par les acteurs dominants du marché (Political Economy, voir Perez, 2002). Mais ce point n'est pas crucial pour notre argumentation.

gouvernance du transport de l'électricité mais aussi sa régulation en tant que monopole. Dans le cas d'un GRT « lourd », le régulateur peut imposer une régulation incitative sur les coûts contrôlables du GRT afin de fixer le revenu de ce monopole. En effet, les risques financiers potentiels d'une régulation incitative sont acceptables pour un « GRT lourd » en termes d'actifs, de capitaux propres et de chiffre d'affaires. Au contraire, il est difficile pour un régulateur d'inciter fortement un « GRT light » à cause de sa faible surface financière (peu d'actifs, peu de capitaux propres, peu de chiffre d'affaires). C'est pourquoi les « GRT light » sont le plus souvent des entités à but non lucratif, partiellement autorégulées par les acteurs du marché de l'électricité couverts par leur zone de responsabilité (Barker *et al*., 1997)[7].

2- b) la gouvernance du réseau et la gestion des flux sont complémentaires

Un GRT n'a pas les mêmes incitations à gérer son réseau et à y investir selon la combinaison qui existe entre sa structure de gouvernance et ses méthodes de gestion à court terme des externalités. Suivant la méthode choisie, la gestion de ces externalités peut générer une rente ou un coût pour le GRT. Ainsi le pricing nodal conduit efficacement le dispatching des utilisateurs du réseau et, en partie, leur localisation. Mais la rente de congestion y donne un signal contre-incitatif au GRT pour ces propres décisions d'investissement. En effet, le pricing nodal peut inciter un GRT maximisateur de profit à faire durer les congestions (Pérez-Arriaga *et al*., 1995). On en déduit qu'un GRT internalisant les externalités des flux électriques grâce au pricing nodal devrait faire l'objet d'une régulation plus exigeante afin de s'assurer qu'il fait bien coïncider la maximisation de son profit de GRT avec la maximisation du surplus social.

Au contraire, la méthode dite de « redispatching » est réputée inefficace pour internaliser les externalités des flux électriques car le GRT y gère les congestions hors du marché électrique. Aucun signal de localisation n'est donc transmis aux utilisateurs du réseau qui ne peuvent alors prendre de bonnes décisions de localisation. Mais cette méthode présente l'avantage de faire supporter directement par le GRT le coût des congestions découlant de l'opération du système. En conséquence, ce GRT peut maximiser son profit en comparant le coût social de court terme des congestions avec le coût à long terme d'investissement et de maintenance du réseau et maximise ainsi naturellement le surplus social. Dans ce cas, le régulateur a lui-même facilement accès au coût de congestion par l'intermédiaire du GRT.

La structure de gouvernance du réseau et la conception des modules de gestion des flux électriques doivent donc être vues comme un système global. La perfection théorique serait de combiner les options du GRT idéal avec un périmètre de GRT lourd, séparé de la production et doté d'un régulateur fort mais également incitatif. Cependant les complémentarités entre la structure de gouvernance et les modules de gestion des flux électriques conduisent à des choix sous-optimaux dans la conception de ces modules. Des arbitrages doivent alors être réalisés entre le contrôle des coûts du réseau et la conception des modules de gestion des flux électriques.

L'étude de deux GRT montrera dans la section suivante que leur structure de gouvernance influence le choix du mode de coordination entre la production et le réseau. Ainsi certains GRT favorisent l'internalisation des externalités par des prix de rareté à capacité de réseau donnée, tandis que d'autres agissent directement sur la cause des externalités en augmentant la capacité de transport via l'investissement.

[7] On notera que le bon fonctionnement de ce principe d'autorégulation est efficace sous l'hypothèse toutefois qu'il n'y a pas de risque de collusion ou de capture du GRT light par un seul groupe d'intérêt (Boyce et Hallis, 2005).

3- La comparaison de deux GRT de références : PJM et *National Grid*

L'objectif de cette partie est double. Premièrement, nous étudions les conséquences des complémentarités sur des GRT de référence pour expliquer leurs choix pour gérer les flux électriques. Nous procéderons en deux étapes. Tout d'abord, nous comparerons les options de gestion des flux de chaque GRT à celles du GRT idéal. Ensuite, nous montrerons comment la structure de gouvernance du réseau contraint la mise en œuvre de ces options. Nous montrons enfin que la structure de gouvernance peut corriger les défauts de certaines options sous-optimales de coordination.

À partir de cette comparaison, le second objectif de cette section est de montrer que les effets de complémentarités apportées par la structure de gouvernance du réseau se concentrent sur le choix entre « internaliser les externalités d'usage du réseau liées aux congestions » ou « augmenter la capacité du réseau pour traiter la cause des congestions ». Nous montrerons alors qu'il semble très difficile de réaliser conjointement ces deux tâches.

3- a) Comparaison des GRT réels au GRT idéal

Notre construction de GRT idéal va maintenant nous servir de point de comparaison pour l'étude de GRT réels. Nous considérons deux GRT de référence dans les expériences internationales de libéralisation des systèmes électriques.

Le premier, PJM, est un GRT light structuré comme une organisation à but non lucratif qui opère dans le nord-est des États-Unis. PJM est reconnu comme un modèle car le pricing nodal lui a permis d'étendre sa zone de responsabilité sur une part conséquente du nord-est des Etats-Unis et de devenir ainsi le GRT gérant la plus importante consommation de pointe au monde (Joskow, 2006). Malgré la mise en œuvre de la meilleure méthode d'internalisation, le coût des congestions de cette zone a fortement augmenté jusqu'en 2006. En fait, avant avril 2004, aucune opportunité économique de réduction des congestions n'était prise en considération dans la planification des investissements du réseau de PJM. Les investissements du réseau n'étaient faits que pour des raisons techniques de fiabilité.

Le second modèle est le GRT anglo-gallois, *National Grid*. C'est un GRT lourd, propriétaire du réseau, séparé de la production, qui détient, maintient, planifie et gère le réseau anglo-gallois à court, moyen et long terme. *National Grid* est une entreprise privée, cotée en bourse, mais régulée par le régulateur britannique de l'énergie, l'OFGEM[8] (Joskow, 2006). Ce GRT est souvent cité comme exemple à suivre pour l'efficacité de la gestion du réseau dans le cadre d'un système électrique libéralisé (Rossignoli *et al*. 2005). Alors même que *National Grid* conduit son système à l'aide du redispatching et que cette option de gestion du système n'internalise pas les externalités d'usage du réseau. Mais les modalités pratiques de régulation appliquées à ce monopoleur pour la gestion de son système et le développement du réseau le poussent à investir de façon à minimiser le coût de congestion. Ses coûts de congestion et d'investissement ont ainsi été considérablement réduits.

Nous constatons que ces deux GRT n'appliquent pas la combinaison de mécanismes de coordination du GRT idéal. Et ce, bien qu'ils soient tous deux reconnus à l'échelle internationale pour la gestion de leur réseau. Par ailleurs, l'évolution du coût de congestions des GRT ne rend pas compte des signaux de localisation utilisés par chacun de ces GRT. En effet, il est paradoxal que PJM voit ses congestions s'accroître alors que ces signaux de localisation sont très incitatifs. De même, il est paradoxal que *National Grid* ait un bon contrôle de son coût de congestion, alors que ses signaux de localisation sont théoriquement plus faibles.

[8] *Office of Gas and Electricity Markets*

Le tableau suivant permet de synthétiser la comparaison de ces deux GRT, PJM et *National Grid* au GRT idéal, ainsi que l'évolution de leur coût de congestion.

Tableau de comparaison des différents GRT			
	GRT idéal	**PJM**	**NGC**
Gestion des congestions	+ Pricing nodal	+ Pricing nodal	- Redispatching
Investissement	+ Maximisation du surplus social	- Réduction des congestions pas prise en compte	+ Arbitrage entre coût de congestion et coût d'investissement
Evolution des Congestions		↗	↘

Sources : Joskow (2006) et Rossignoli *et al*. 2005

3- b) Gouvernance du réseau et conséquences sur les options de gestion des congestions

La structure de gouvernance du réseau qui complète notre cadre initial d'analyse permet d'expliquer les options mises en œuvre par les GRT ainsi que leurs performances pour coordonner la production et le transport d'électricité. En particulier, le mode de séparation du réseau est central car il détermine la régulation la plus appropriée qui peut être appliquée au GRT.

Dans le cas de PJM, le réseau reste la propriété des opérateurs historiques. La structure de « GRT light » de PJM présente l'avantage de pouvoir s'étendre facilement pour y intégrer de nouvelles zones de marché. Cette extension est d'autant plus efficace qu'elle s'effectue grâce à la tarification nodale de l'énergie. L'usage de cette méthode s'avère obligatoire dans le cas d'un GRT light comme PJM car, par nature, PJM est insensible au coût ou à la rente de congestion issue des signaux de court terme. Néanmoins, le pricing nodal n'a pas empêché une recrudescence des congestions sur la zone de PJM.

L'accroissement des congestions a révélé en fait une coordination insuffisante entre la production et le transport au sein de PJM. Ce problème a fini par attirer l'attention du régulateur fédéral de l'énergie, la FERC (PJM, 2004b ; Joskow, 2005). Ainsi, ce n'est que sous la pression de la FERC que PJM a défini le concept « d'infrastructures de transport planifiées pour raison économique » (*Economic Planned Transmission Facilities*) (Joskow, 2006). Sans la contrainte du régulateur, PJM n'aurait probablement pas pris cette initiative car son statut de GRT light ne l'y incite pas. En effet, le cœur de son activité est la gestion du réseau à court terme et c'est donc l'extension de cette activité de gestion qui guide le développement de PJM.

A l'inverse, quand le GRT possède le réseau comme *National Grid*, le développement de l'infrastructure est son cœur de métier. La propriété du réseau permet alors de lui imposer une régulation incitative ou des gains de productivité. Alors, lui faire supporter le coût de congestion du redispatching même partiellement l'incite à développer efficacement le réseau. En effet, grâce à la structure de gouvernance de GRT lourd de *National Grid*, une régulation incitative permet de maîtriser les coûts de conduite du système liés aux congestions et, dans une moindre mesure, les coûts d'investissements du réseau. Cette régulation incitative permet de compenser les défauts théoriques du redispatching liés à la non-internalisation des externalités. La régulation de la conduite et de la propriété du réseau propose à *National Grid* un arbitrage entre les coûts de conduite du système à court et moyen terme et les coûts d'investissements du réseau (Joskow, 2006). Dans ce cadre, la régulation incitative de la conduite du système incite *National Grid* à arbitrer entre les coûts de congestions et les investissements de petites tailles (avec de courtes périodes de retour sur investissement).

Tandis que la contrainte budgétaire de long terme incite *National Grid* à arbitrer entre les investissements de petite taille et les investissements de plus grande taille, ces derniers pouvant être moins coûteux grâce aux économies d'échelle caractéristiques des réseaux électriques.

3- c) Gouvernance du réseau et coordination entre production et transport

Notre analyse permet de montrer que, pour traiter les congestions, les GRT light et les GRT lourds optent pour des méthodes fondamentalement différentes. Les GRT light comme PJM se concentrent sur l'internalisation des congestions dans un système de prix, tandis que les GRT lourds comme NGC se concentrent sur le développement du réseau.

La structure de gouvernance du réseau influence la coordination entre la production et le transport. Suivant sa forme, la gouvernance incite le GRT à se concentrer soit sur l'internalisation des congestions (à capacité de transport donnée) soit sur le développement du réseau (afin de traiter la cause de ces congestions). En pratique, il est difficile de concilier efficacement et simultanément ces deux approches de traitement des externalités.

Au vu des performances de PJM et *National Grid*, on constate que le module d'investissement du réseau tient une place centrale dans la coordination entre la production et le transport. Ainsi, même si le système de PJM est le mieux pourvu en signaux de localisation, l'évolution de la rente de congestion sur sa zone montre que les investissements en réseau y étaient insuffisants et que la coordination entre les investissements en production et en réseau n'y était pas satisfaisante. À l'inverse, *National Grid* est davantage concerné par la coordination avec la production sur le long terme. Ce qui se comprend bien puisqu'il possède le réseau et préfère le développer pour éliminer des congestions.[9]

Mais au regard de l'évolution des coûts de congestion, la stratégie de développement du réseau est plus efficace. Les signaux de localisation sont certes nécessaires pour inciter la localisation des moyens de production. Mais les producteurs ont des contraintes de localisation fortes pour installer leurs nouvelles centrales. La source d'énergie primaire doit être facilement accessible. Pour les moyens de production thermique (à gaz, à charbon ou nucléaire), un cours d'eau avec un débit important est aussi nécessaire. Enfin, les producteurs doivent trouver les terrains qui satisfont ces critères à un prix raisonnable. Ces contraintes pour les producteurs conduisent à des congestions durables pour lesquelles la seule solution est de développer le réseau.

L'investissement en réseau tient donc un rôle central dans la coordination à long terme entre production et transport, et ce pour deux raisons. Premièrement, la structure de gouvernance du réseau peut conduire à mettre en place peu ou pas de signaux de coordination. Ensuite, les signaux de coordination ne garantissent pas que la cause de la congestion, liée au manque de capacité du réseau, soit traitée.

Conclusion

Nous avons montré que les complémentarités entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux influencent la coordination entre la production et le transport d'électricité, et ce de deux manières. Tout d'abord, la structure de gouvernance du réseau définit le degré de séparation du GRT par rapport au reste du système électrique, ce qui modifie les incitations qu'il peut trouver dans les différentes options de gestion des flux. Ainsi, selon la structure de gouvernance, seules des options sous-optimales de gestion pourront être appliquées, notamment quand les options optimales sont contre-incitatives pour

[9] Cela fonctionne aussi quand les signaux de localisation sont inopérants.

le GRT dans la configuration de sa gouvernance. Mais la structure de gouvernance peut aussi corriger certains défauts de ces méthodes sous-optimales. Les conclusions de notre analyse sont donc plus nuancées que celles d'autres études (Boucher et Smeers, 2002 ; Ehrenmann et Smeers, 2005). Car elles montrent qu'il reste utile d'étudier les effets de ces options sur la coordination entre la production et le transport. Ensuite, l'étude de PJM et NGC en termes de complémentarité a montré que le module d'investissement du réseau a plus d'influence sur la coordination entre la production et le transport que l'internalisation des externalités.

Certes l'internalisation des externalités d'usage du réseau est nécessaire pour coordonner efficacement la production et le transport d'électricité à court terme et à long terme. Mais, dès lors que la localisation des producteurs génère à terme des congestions durables sur le réseau, seul le développement de la capacité de transport apporte une coordination satisfaisante de ces deux activités. Le module d'investissement du réseau est donc le cœur de la coordination entre la production et le transport d'électricité. Les complémentarités montrent que l'investissement en réseau peut être le seul procédé effectif de coordination entre la production et le transport.

Bibliographie

Baldwin C., Clark K., 2000., Design Rules - The Power of Modularity. The MIT Press, Cambridge, Massachusetts et Londres, Angleterre

Baker J. Jr., Tenebaum B., Woolf F., 1997. "Governance and regulation of power pools and system operators. An international comparison". Worldbank

Boucher J., 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

Boyce J., Hallis A., 2005. "Governance of electricity transmission systems". Energy Economics, 27(2), 237-255

Brunekreeft G., Neuhoff K., Newbery D., 2005. "Electricity transmission: an overview of the current debate". Utilities Policy, 13(2), 73-93

Costello K., 2001. "Interregional coordination versus RTO mergers: a cost-benefit perspective". The Electricity Journal, 14(2) 13-24

Ehrenmann A., Smeers Y., 2005. "*Inefficiencies in European congestion management proposals*". Utilities Policy, 13(2), 135-152

Joskow P., 2006. "Patterns of transmission investment", dans Lévêque F. (ed.), Competitive Electricity Markets and Sustainability. Edward Elgar, 131-186

Joskow P., 2005. "Transmission Policy in the United States". Utilities Policy, 13(2), 95-115

Lévêque F (Ed.), 2003. Transport Pricing of Electricity Network. Kluwer

Perez Y., 2002. L'analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes. Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université de Paris I Panthéon – Sorbonne

Pérez-Arriaga I. J., Rubio F. J., Puerta J. F., Arceluz J., Marin J., 1995. "Marginal Pricing of Transmission Services: an analysis of cost recovery". IEEE Trans. on Power Systems, 10(1), 546-553

PJM, 2004b. "PJM FERC Filing in Docket Number RT-01-2-01". Avril, www.pjm.com

Rious .V, Glachant JM., Perez Y., Dessante P., 2008. "The diversity of design of TSOs". Energy Policy 36 (9), 3323– 3332

Rossignoli J., Paravalos M. E., Besser J. G., 2005. "Transmission: The Critical Link Delivering the Promise of Industry Restructuring to Customers". The Electricity Journal, 18(9), 18-27

Schweppe F., Caramanis M., Tabors R., Bohn R., 1988. Spot Pricing of Electricity. Kluwer Academic

Wilson R., 2002. “Architecture of the power markets”. Econometrica, 70(4), 1299-1344