REFGOV

Reflexive Governance in the Public Interest

Institutional Frames for Markets

L'énergie éolienne : comment insérer une production inflexible dans une chaîne dé-intégrée de « juste à temps » ?

By Jean-Michel Glachant and Céline Hiroux

Working paper series : REFGOV-IFM -61

European FP6 – Integrated Project
Coordinated by the Centre for Philosophy of Law – Université Catholique de Louvain – http://refgov.cpdr.ucl.ac.be
WP –IFM-61

L'énergie éolienne : comment insérer une production inflexible dans une chaîne dé-intégrée de « juste à temps »?

(Juin 2009)

Jean-Michel Glachant & Céline Hiroux
Institut Universitaire Européen (Florence) et ADIS-GRJM
Université PARIS XI - Sud
27 avenue LOMBART
92260 Fontenay-aux-Roses
Courriel : jean-michel.glachant@eui.eu ; celine.hiroux@u-psud.fr

Résumé

Souvent ignorée de la littérature économique, l'insertion de l'énergie éolienne représente un défi analytique pour l'économie industrielle. Contrainte par les variations climatiques et isolée de la demande, l'énergie éolienne est à la fois une production inflexible, aléatoire et très faiblement prévisible. Elle s'insère cependant dans un système industriel en juste à temps, où l'équilibrage entre l'offre et la demande doit être permanent et repose uniquement sur la flexibilité de l'offre. Notre article montre que l'insertion de l'énergie éolienne présente ainsi des caractéristiques transactionnelles très particulières contraignant fortement l'échange dans un contexte concurrentiel. En fait, les échanges d'énergie éolienne supposent la mise en place préalable de structures *ad hoc* de pilotage des transactions.

Mots clé : énergie éolienne, structure de gouvernance, coûts de transactions, concurrence, marchés de l'électricité

Abstract

Wind power has to be studied as challenging the logic of industrial economics. Wind energy uses an inflexible system of production, while being intermittent and hardly predictable before being introduced in a "just in time" industrial delivery system. In an electrical system, supply has to balance demand permanently and can only do so by being flexible enough. In a transactional cost framework our article shows that exchanging wind energy cannot occur before having set up an ad hoc governance structure which corresponds to the wind energy transactional attributes.

Keywords : wind power, transaction cost, governance structure, competition, electricity markets

JEL Codes : L51, L14, L94, D23

INTRODUCTION

La majorité des études économiques sur l'énergie éolienne ont porté sur l'évaluation des externalités environnementales positives de cette technologie, ou sur la comparaison des mécanismes incitant à l'investissement et leur efficacité relative [(Ackermann, et al ; 2001), (Dinica, 2005), (Meyer, 2003), (Ménanteau, et al. 2003), (Butler & Neuhoff, 2005), (Mitchell, et al. 2006), (Finon & Perez, 2007)]. Mais avant d'être une énergie favorable du point de vue des externalités climatiques, l'énergie éolienne consiste d'abord en un processus de production inséré dans un système industriel. L'énergie électrique y est extraite d'une ressource primaire aléatoire, le vent, qui transmet son caractère intermittent à la production d'énergie secondaire, l'électricité. Dès lors, cette source d'électricité se caractérise par de fortes variations de production journalières ou horaires, et par la faible prévisibilité de ces variations. Elle se caractérise aussi comme une « production inflexible ». Car cette technologie de production présente une faible adaptabilité de son *output* (Hiroux, 2007). Cette filière de production transfère spontanément et continûment les aléas naturels des régimes de vent à la courbe d'offre physique agrégée de l'ensemble de l'industrie. Dans un système de marchés concurrentiels d'énergie, ces propriétés techniques ne vont pas sans poser des problèmes industriels et économiques intenses. Logiquement, l'intégration de l'aléa éolien dans un processus industriel de « juste à temps » supposerait un système extrêmement flexible capable d'épouser la forme de l'aléa éolien. Mais, justement, ce n'est pas le cas des systèmes électriques où la demande est déjà aléatoire et peu flexible. Tandis que les flux électriques sont eux-mêmes extrêmement sensibles aux déséquilibres Offre / Demande et l'expriment par des variations de fréquence qui peuvent conduire en quelques secondes à la rupture du système. Le black-out européen de novembre 2006 s'est réalisé en dix huit secondes. Il est donc absolument indispensable de comprendre comment la faible adaptabilité de l'énergie éolienne est prise en compte dans la chaîne de transactions des systèmes électriques concurrentiels et où sont traitées les principales difficultés transactionnelles de l'insertion de l'électricité éolienne.

Dans une première étape, nous identifierons les modifications transactionnelles introduites par l'électricité d'origine éolienne dans une chaîne électrique dé-intégrée entre l'amont et l'aval. Nous analyserons l'impact de la faible adaptabilité de l'énergie éolienne sur la nature des transactions dans un cadre à la Williamson (Williamson, 1985 et 1989). Nous montrerons que le processus éolien de production a un effet majeur sur l'incertitude des transactions et qu'il modifie l'orientation des transactions. Dans une seconde étape, nous abordons les difficultés

transactionnelles de la production inflexible. Quand la chaîne électrique est dé-intégrée, les transactions en énergie éolienne posent des problèmes d'externalité et de mesure qui supposent. des structures *ad hoc* d'encadrement pour garantir les transactions éoliennes entre les vendeurs et leurs acheteurs. Une troisième étape de l'analyse montrera que ces structures d'encadrement des transactions ne sauraient pas garantir les droits de propriété des échangistes sans l'appui d'une réglementation publique asymétrique.

1. LES CHANGEMENTS TRANSACTIONNELS APPORTES PAR LA PRODUCTION INFLEXIBLE D'ENERGIE

Au sens de Williamson (1985), « *une transaction est un transfert de bien ou de service entre interfaces technologiquement séparables* ». Comprendre la nature d'une transaction permet d'identifier la structure de gouvernance adéquate [(Williamson, 1985, 1989, 1996), (Ménard, 2005). Dans le secteur électrique, (Joskow & Schmalensee, 1983) montrent que la séparation analytique entre le « bien » électricité et le transport de l'électricité comme « service » permet de comprendre l'offre d'électricité comme une succession de plusieurs transactions « isolables », bien qu'interdépendantes et complémentaires. L'activité électrique recouvre diverses fonctions parmi lesquelles la production, le transport, l'opération du système, la distribution et la commercialisation [(Hunt, 2002), (Joskow, 1996)]. L'électricité produite par les centrales est injectée sur les réseaux de transport et acheminée vers les réseaux de distribution. Elle y atteint les consommateurs qui en prélèvent des quantités variables sans préavis. Chaque segment de l'activité électrique est ici technologiquement séparable, et peut donc conduire différentes transactions. L'ensemble de ces transactions forment la chaîne transactionnelle électrique où le produit échangé consiste en énergie véhiculée par les flux d'électrons.

Quels sont donc les changements introduits par une production inflexible sur cette chaîne transactionnelle d'électricité ? Pour répondre, il faut revenir à la grille d'analyse développée par (Williamson, 1985) qui permet de caractériser la nature des transactions électriques. Cette nature combine trois attributs bien connus et qui sont : la spécificité des actifs, l'incertitude et la fréquence des transactions.

1.1 Un effet faible sur la spécificité d'actifs

Pour (Williamson, 1985), une transaction se caractérise d'abord par la spécificité des actifs nécessaires à sa réalisation. La spécificité est le caractère non-redéployable d'un actif par rapport à

la transaction dans laquelle il est impliqué. Si la valeur de l'actif dans une autre transaction est inférieure voire très inférieure, alors l'actif est spécifique. Différentes dimensions de cette spécificité ont été établies et six types de spécificités constituent la grille d'analyse des attributs d'une transaction (Williamson, 1996) : la spécificité physique des actifs, la spécificité de site, la spécificité temporelle, la spécificité des actifs « dédiés », la spécificité des actifs humains et la spécificité de marque.

Cependant, dans le secteur électrique, seules deux spécificités sont cruciales: la spécificité temporelle et la spécificité de site. Les autres dimensions n'étant pas aussi déterminantes pour la chaîne transactionnelle électrique. En réalité, le bien « électricité » est un bien industriel très homogène et très standardisé grâce au réglage des dimensions de qualité (notamment tension et fréquence). De ce fait, la spécificité de marque et la spécificité physique de l'actif ne sont pas cruciales. En revanche, la spécificité des actifs dédiés peut être très forte. Les investissements en capacité de production, quelle que soit la technologie choisie, ne peuvent être facilement redéployés vers d'autres transactions que si les réseaux de transport sont bien interconnectés et non congestionnés. Mais c'est généralement le cas, précisément pour pouvoir combiner différentes techniques de production malgré leur filière énergétique particulière [(Glachant, 2002a), (Joskow & Schmalensee, 1983)]. Enfin, la spécificité des actifs humains, c'est-à-dire le développement de connaissances spécialisées pour une transaction isolée, peut être négligée.

Dans le secteur électrique, ce sont donc la spécificité temporelle (c.a.d. le « juste à temps ») ainsi que la spécificité de site (c.a.d. la localisation du générateur sur le réseau par rapport à la consommation) qui posent les plus graves problèmes de coordination (Glachant, 2002a). D'une part, par sa dépendance absolue à l'infrastructure de réseau, l'électricité présente un très haut degré de spécificité de site : l'électricité n'est transmise que par le mouvement des électrons au sein du métal des cables. D'autre part, la synchronisation en temps réel de la production à la consommation et la non-stockabilité de l'électricité imposent une très forte spécificité temporelle qui est celle du « temps réel ». Or l'introduction de l'énergie éolienne modifie ces deux spécificités.

La spécificité de site exprime l'importance de la localisation géographique des équipements et de la topologie du réseau de transport. De manière générale, l'électricité éolienne renforce la spécificité de site en transmettant des régimes locaux de vent. Le caractère local des aléas transmis au système de transport est accru puisque chaque producteur ne peut injecter localement que l'expression physique des conditions locales de vent auxquelles il fait face, en accroissant ainsi la spécificité de site.

La spécificité temporelle signale la déperdition de valeur quand le transfert du bien est déplacé dans le temps. Cette notion renvoie au besoin d'ajustement fin entre la livraison et l'usage d'un bien [(Masten, *et al.* 1991), (Pirrong, 1993), (Nickerson & Silverman, 2003)]. Elle est évidente dans le secteur agro-alimentaire pour les denrées périssables (Koss, 1999). Dans le secteur électrique, cette spécificité temporelle correspond à l'équilibrage permanent entre flux de production (injections) et de consommation (soutirages). En cas de non-équilibrage, le produit (le flux électrique alternatif) modifie instantanément sa fréquence, une de ses qualités physiques indispensables pour le fonctionnement industriel adéquat du système de production et de consommation. Cet équilibrage en temps réel est d'autant plus impérieux que le système fonctionne en « juste à temps », c'est-à-dire sans stocks du produit. [(Joskow & Schmalensee, 1983), (Glachant, 2002a)].

Cependant, les injections d''énergie éolienne ne sont pas elles-mêmes adaptables. Leur production est instantanée et varie selon le régime spontané du vent. Cette production est ainsi aléatoire et inflexible, puisqu'elle n'est pas contrôlable par le producteur. La valeur économique objective de l'énergie éolienne dépend donc de l'état du système électrique où les consommateurs la consomment. La valeur instantanée d'une production intermittente inflexible dans un système sans stock devrait logiquement varier presque infiniment (depuis zéro, en cas d'excès structurel ; jusqu'aux sommets de la valeur de défaillance du système ; avec un signe positif ou négatif). Physiquement, les variations instantanées de production des éoliennes sont donc absorbées – incidemment- par les variations aléatoires de la demande ou –volontairement- par l'activation des dispositifs de contrôle des autres moyens de production. La spécificité temporelle de l'électricité résulte d'une contrainte technique quasi absolue. Elle ne devra donc pas changer du fait de l'introduction de l'énergie éolienne. Cette introduction sera toujours accompagnée des dispositifs de réglage -de coordination- indispensables. En revanche, les coûts de gestion de la spécificité temporelle sont nécessairement impactés. L'ajustement permanent en temps réel de la production à la consommation, quand une partie de la production devient elle-même aléatoire et inflexible, nécessite la mise en place de mécanismes de coordination renforcée permettant d'aligner les structures de gouvernance sur les nouveaux attributs des transactions (Williamson, 1985).

1.2 Un effet majeur sur l'incertitude

Dans le secteur électrique, la prise en compte de la spécificité des actifs est fortement liée à la gestion des incertitudes. Deux types d'incertitudes peuvent jouer ici : l'incertitude

environnementale (Williamson, 1985) et l'incertitude comportementale –ou institutionnelle- [(Langniss, 2003), (Finon & Perez, 2007)]. L'incertitude environnementale recouvre les divers aléas propres au système électrique, soit de manière interne (incidents d'exploitation des unités de production ou des éléments de transport) soit de manière externe (effets climatiques, contact avec des arbres, accidents ou agressions etc.). Il s'agit de perturbations qui s'imposent à la réalisation des plans de transaction à partir d'états de la nature (Williamson, 1993). L'incertitude comportementale –ou institutionnelle- correspond aux interactions entre les agents et les prescriptions de régulation des activités électriques, sur les différents maillons de la fourniture électrique ou du fonctionnement de la « chaîne des marchés » (le « *market design* »). Les incertitudes d'origine institutionnelle sont un important facteur explicatif des transactions électriques et de leurs modalités de mise en œuvre [(Agnolucci, 2005), (Finon, & Perez, 2007) et (Agnolucci, 2008)].

Les faibles prévisibilité et flexibilité de l'énergie éolienne apportent de fortes incertitudes environnementales. Le système électrique évolue dans un cadre beaucoup plus incertain. L'équilibrage entre production et consommation dépend de variables plus difficilement maîtrisées. Pour répondre à ces incertitudes et pour conserver une certaine « marge de sécurité » d'opération, une fonction de coordination du système à court terme (depuis l'horizon à 24 H jusqu'au temps réel) est toujours confiée à une autorité responsable de « l'opération du système ». Cet « *opérateur du système* » prépare la mobilisation de certaines unités de production, à la hausse ou à la baisse, pour palier les déséquilibres du système en contrepartie d'une rémunération. L'introduction d'une production éolienne faiblement adaptable ajoute un aléa dans la fonction d'équilibrage du système. Cet aléa peut être géré au moyen de l'adaptabilité des autres technologies de production. Mais ces adaptations du système à l'intermittence de la production éolienne ne sont pas obtenues sans coût.

L'incertitude comportementale d'origine institutionnelle est particulièrement importante pour le développement des énergies renouvelables. Depuis une dizaine d'années, les gouvernements européens ont mis en place des mécanismes de soutien des filières d'énergie renouvelable. Ces politiques publiques sont très liées à la « crédibilité » des réformes électriques [(Finon & Perez, 2007), (Agnolucci, 2005 et 2008)]. Les pouvoirs publics s'y engagent pour garantir des volumes (quotas et certificats verts[1]) ou des prix (tarifs d'injection) qui allouent différemment les incertitudes entre les générateurs éoliens et le reste du système électrique

[1] Différentes politiques de soutien peuvent être mises en œuvre quand il s'agit d'énergie renouvelable. L'instrument de soutien par les prix, qui impose un tarif d'achat fixé, s'oppose à l'option par les quantités où une catégorie d'agents doit remplir des quotas [(Ménanteau, et al, 2003], (Langniss, 2003), (Dinica, 2005), (Mitchell, et al, 2006)].

(notamment les consommateurs et l'opérateur du système) [(Agnolucci, 2005), et (AIE, 2006)]. Ces instruments alternatifs (certificats vs *feed-in tariffs*) n'ont pas les mêmes valeurs d'engagement pour les producteurs [(Langniss, 2003), (Finon, & Perez, 2007) et (Agnolucci, 2008)] et pour le reste du système électrique. Or l'incertitude est *a priori* particulièrement forte pour les transactions électriques « éoliennes ». Dans des systèmes sans stock (en juste-à-temps), cette incertitude est susceptible de générer des difficultés transactionnelles rédhibitoires.

1.3 Un changement d'orientation des transactions

La fréquence des transactions est la troisième caractéristique « classique »influençant les coûts de transaction. Elle renvoie à la répétition ou non des transactions, en distinguant les transactions occasionnelles et les transactions récurrentes. Dans un système sans stock, géré en flux tendus, les relations transactionnelles entre partenaires sont elles-aussi des relations ininterrompues qui correspondent aux flux ininterrompus sur le réseau électrique. Les transferts du bien vendu sur les marchés d'électricité sont ainsi fortement répétés, qu'il s'agisse de l'énergie électrique ou de l'usage des services du transport. En fait, ces transferts sont opérés en continu, comme une succession ininterrompue de transactions nombreuses. Cependant, l'introduction de transactions « éoliennes » présente ici la particularité très importante de modifier l'orientation des adaptations à la fréquence des transactions.

Dans les systèmes électriques traditionnels, c'est la production qui s'adapte continûment à la demande, en raison d'un accord d'abonnement du consommateur au service d'injection variable d'un producteur. C'est ici la variation indépendante du niveau de la demande qui dicte la fonction de réaction de la production. C'est ainsi la demande qui détermine la fréquence des ajustements du producteur pour mettre en œuvre l'arrangement de leur transaction. Cependant, et tout au contraire, dans le cas des transactions éoliennes, c'est la consommation d'énergie éolienne qui doit s'ajuster en permanence et instantanément aux variations de la production. L'électricité éolienne étant générée automatiquement par les mouvements du vent, elle ne peut pas s'adapter aux évolutions autonomes de la demande et elle injecte directement ses propres variations en volume dans les soutirages des consommateurs. Ainsi l'énergie éolienne change-t-elle l'orientation des transactions. Ce sont maintenant les consommateurs d'énergie éolienne qui doivent absorber toutes les variations d'injection de l'électricité éolienne. Pour y parvenir, il faudrait que ces consommateurs d'énergie éolienne soient informés en temps réel de la production d'électricité éolienne et que leur dispositif de consommation (leurs équipements

consommateurs) réagisse aux variations de l'énergie éolienne au même horizon de temps, donc instantanément.

Une telle flexibilité des consommateurs peut être atteinte sous certaines conditions. C'est la « *demand response* ». Elle suppose un équipement électronique sophistiqué des consommateurs et l'asservissement des programmes de fonctionnement de leurs appareillages à un algorithme de pilotage en temps réel. Ce sera sans doute, un jour futur, la base de fonctionnement des « réseaux intelligents d'énergie ». En attendant ces procédés futurs, les réseaux existants aujourd'hui ne permettent pas d'obtenir une telle réactivité de la demande à des signaux en volume des producteurs – fournisseurs d'éolien. Une première impossibilité vient du réseau qui ne permet pas de mettre à part les demandeurs d'énergie éolienne dans les actions de soutirage sur le réseau électrique. Une seconde impossibilité découle des consommateurs eux-mêmes qui n'ont pas investi pour soumettre le contrôle-commande de leurs appareils de consommation aux aléas de la production éolienne. Aujourd'hui, en effet, l'élasticité à court terme de la consommation est toujours très faible, sinon quasi-nulle. Et la demande d'électricité est souvent qualifiée de rigide à court terme (Hunt, 2002). Tandis que, de son côté, l'énergie éolienne est une production « fatale » entraînée par l'énergie primaire du vent.

On peut parfois déconnecter les éoliennes pour en réduire la production, mais alors la valeur de la production est perdue. Cette opération est peu économique quand les coûts marginaux de production éolienne sont quasi-nuls, puisqu'ils ne consistent qu'en l'usure des pièces du générateur éolien. Cependant la production d'électricité éolienne est non contrôlable et non-flexible, et est injectée directement sur le réseau. C'est donc bien à chaque instant la consommation d'énergie éolienne qui doit s'ajuster aux variations de la production éolienne. Il s'agit exactement d'un changement d'orientation des transactions. C'est maintenant le demandeur, l'acheteur, le consommateur, qui doit s'adapter en permanence aux variations physiques des volumes de l'offreur, du vendeur, du producteur.

Du fait de la faible prévisibilité et de la forte variabilité de l'énergie éolienne, le producteur éolien ne peut pas, contrairement aux producteurs conventionnels, vendre des « blocs » constants de puissance horaire qui rentreraient facilement dans la gestion de la courbe de charge par le consommateur. La production stable de « blocs horaires » par des moyens de production à faible adaptabilité est bien tolérée par le réseau. Car il y existe une demande de base qui doit toujours être satisfaite (Hunt, 2002). Les producteurs faiblement flexibles peuvent dès lors s'engager sur un petit nombre de blocs horaires à volume constant et tenir un régime stable de transfert d'énergie correspondant à leur transaction. En revanche, la faible prévisibilité de l'énergie éolienne et sa forte variabilité ne permettent pas cette vente directe par blocs. A chaque variation

d'injection éolienne doit correspondre une adaptation immédiate et identique de la consommation. Ce qui entraîne un rythme élevé d'adaptation de l'acheteur aux variations spontanées des injections du producteur. C'est cette fréquence élevée des adaptations nécessaires de l'acheteur aux aléas de transfert du bien par le producteur qui va provoquer la formation d'une nouvelle chaîne transactionnelle. Il faudra notamment que la variation des échanges physiques d'énergie soit strictement rattachée par des comptages individuels précis au règlement monétaire des transactions par les acheteurs et consommateurs effectifs de l'énergie éolienne. On verra comment interviennent ici les mécanismes publics de soutien à l'éolien basés sur la garantie des prix.

La fréquence des transactions non éoliennes est affectée elle aussi par l'insertion d'une production inflexible. L'électricité éolienne entraîne un changement d'orientation des transactions pour l'ensemble du système électrique. Cet effet systémique provient, d'une part, des caractéristiques transactionnelles des industries dé-intégrées de l'électricité et, d'autre part, de la nature du produit, l'électricité, qui est un flux standardisé mis en commun entre différentes technologies de production présentant différentes structures de coût. La combinaison entre les nouvelles dimensions des transactions électriques provoquées par l'introduction de la production éolienne nécessite alors plusieurs adaptations structurelles de la chaîne des transactions.

2. LES DIFFICULTES TRANSACTIONNELLES D'UNE PRODUCTION INFLEXIBLE

L'analyse des changements de la chaîne transactionnelle électrique montre un effet mineur sur la spécificité des actifs, un effet majeur sur l'incertitude, et un renversement de l'orientation des transactions. Ces changements engendrent des difficultés transactionnelles, notamment pour en gérer l'interdépendance avec les dispositifs que Williamson considèrent comme « la seconde branche de l'approche néo-institutionnelle » : les dispositifs de mesure. Il faut en effet, pour traiter les nouveaux problèmes transactionnels, combiner plusieurs genres de remèdes à différents problèmes : problèmes de mesure des transactions, de gestion des externalités et, enfin, de coordination de transactions supplémentaires au sein de la chaîne transactionnelle.

2.1 Le problème central de la mesure

Depuis l'article pionnier d'Alchian et Demsetz (1972), on sait qu'une organisation économique doit mesurer les inputs et les outputs pour guider une rémunération et une

orientation efficaces des facteurs de production. Si la mesure des inputs et la rémunération des facteurs de production sont scindées alors les incitations à coopérer deviennent problématiques. On doit à (Barzel, 1982) l'identification du problème de la mesure des transactions comme déterminant du choix des modes de gouvernance. Un problème de mesure irrésolu handicape la définition et l'allocation des droits de propriété nécessaires à l'échange (Libecap, 2004). Plus les coûts de mesure seront élevés, plus la structure de gouvernance s'orientera vers des formes hybrides ou une forme intégrée.

Dans l'industrie électrique, le problème de mesure se rattache à la nature même du bien échangé, l'électricité. Toute l'électricité d'un réseau électrique est un système commun de flux d'électrons liant toutes les injections et tous les soutirages interconnectés à partir de lois physiques d'interdépendance : les lois de Kirchhoff. En langage économique, les lois de Kirchhoff sont les règles d'action des externalités entre vendeurs et acheteurs, producteurs et consommateurs. Puisqu'on ne peut pas y définir des droits de propriété « exclusifs » (Barzel, 1989) contractualisables en arrangements volontaires coasiens excluant les tiers, il est particulièrement important d'y concevoir des règles de responsabilité (au sens de l'analyse économique du droit de la responsabilité civile). Il faut notamment décider qui devra couvrir les coûts correspondants aux actions communes de prévention ou de correction des conséquences involontaires des comportements individuels des producteurs et des consommateurs. Que ce soit pour les échanges physiques d'électricité, pour leurs relations avec les transactions commerciales et financières ou avec la gestion des services opérationnels de réseau.

Ces problèmes de mesure deviennent cruciaux d'emblée pour l'intégration de l'énergie éolienne. D'une part, on ne sait pas individualiser en temps réel les transactions « éoliennes » parmi l'ensemble des transactions agrégées par les flux d'électrons. Les agents qui veulent consommer de l'énergie éolienne ne peuvent être séparés des flux d'électricité générés par les autres consommateurs et producteurs puisqu'il est impossible de faire respecter l'exclusivité des droits de propriété. D'autre part, la production injectée par chacun des producteurs éoliens n'est pas non plus individualisée au sein des flux communs du réseau. Alors que chaque producteur, dans chaque technologie de production, doit être rémunéré individuellement; soit selon son apport au système, soit par un paiement approprié de ses acheteurs - consommateurs.

Le problème de mesure affecte donc toute la mise en œuvre des transactions éoliennes et sur trois dimensions. La première dimension est la mesure de l'électricité éolienne injectée et de l'électricité éolienne consommée. On devra parvenir à les distinguer quelque part dans l'ensemble des flux provenant d'autres transactions. La seconde dimension concerne l'allocation précise des mouvements d'énergie (à la hausse et à la baisse) entre chacun des protagonistes éoliens pour

chacune des périodes de comptage. La troisième dimension du problème de mesure, enfin, est le calcul de la position financière de chacun au sein du système de *clearing* de la totalité des transactions éoliennes effectuées sur le réseau commun. De tels problèmes de mesure sont ardus et, visiblement, multilatéraux. Ils appellent à la mise en place d'une structure de gouvernance trilatérale où, séparément des acheteurs et des vendeurs, des producteurs et des consommateurs, une tierce partie neutre doit agir comme l'autorité de gestion de la mesure et de mise en œuvre des échanges (Hiroux, 2007).

2.2 De fortes externalités qui contraignent la chaîne transactionnelle

Les externalités correspondent aux actions d'agents économiques modifiant le bien-être d'autres agents en dehors des mécanismes d'échanges ou de transactions entre eux [(Coase, 1960), (Dalhman, 1979), (Williamson, 1985)]. Les transactions liées à l'énergie éolienne génèrent des externalités en modifiant l'incertitude des états du système électrique, la topologie et la dynamique des injections sur le réseau. Il s'agit d'externalités « classiques » de production ou de consommation. Certaines de ces externalités peuvent être internalisées en étant compensées par leurs auteurs [(Curien, 2000), (Lévêque, 2004)]. Ou bien elles sont supportées définitivement par les autres acteurs du système électrique.

Dans un système électrique, les externalités entre les utilisateurs de réseau (Pignon, 2003) correspondent aux différents services que la réseau doit garantir. Comme l'équilibrage entre injections et soutirages, la couverture des pertes, la gestion des congestions et des besoins en énergie réactive[2] (Pignon, 2003). Les transactions éoliennes génèrent ainsi quatre familles d'externalités qu'on peut distinguer en « externalités techniques » (les interactions entre l'énergie éolienne et les contraintes de réseau) et « externalités transactionnelles » (liées à l'incertitude des transactions éoliennes le long de la chaîne électrique amont – aval). Les problèmes de qualité, de puissance et de services-système seront dits « techniques ». Les difficultés de gestion des congestions et l'équilibrage à court terme relèvent d'une dimension plus fortement transactionnelle, où l'incertitude est la caractéristique majeure du type d'adaptation requise.

Il est connu que l'utilisation simultanée du réseau par plusieurs agents peut provoquer l'apparition de congestions. Ces congestions correspondent à des situations de surcharge des lignes de transport, par rapport à des scénarios de sécurité des flux du réseau. L'injection prioritaire d'énergie éolienne sur le réseau peut produire des congestions nouvelles sur certaines

[2] Les services-systèmes correspondent à divers services indispensables au bon fonctionnement du réseau électrique : il s'agit plus particulièrement de la gestion des unités de réserves, la gestion des congestions et la fourniture de puissance réactive.

lignes Ces congestions nécessitent des actions de l'opérateur du système (en simplifiant : le transporteur) qui a pour mission d'assurer la sécurité du réseau et du système électrique. L'injection prioritaire de l'énergie éolienne engendre une plus forte incertitude sur les volumes de production et sur leur évolution. Cependant ces externalités apportées par l'énergie éolienne relèvent le plus souvent d'un régime réglementaire exceptionnellement favorable qui vient de la politique publique des « mécanismes de soutien à l'éolien ».

L'autre externalité transactionnelle est celui des dispositifs d'équilibrage de court terme garantissant la priorité d'injection permanente à l'énergie éolienne. L'augmentation de l'incertitude provenant des transactions éoliennes affecte l'équilibrage de court terme. Quand l'électricité éolienne est prioritaire sur le réseau, toutes ses variations doivent être acceptées par le gestionnaire du système même s'il ne sait pas correctement les prévoir. Les fluctuations aléatoires de l'énergie éolienne se répercutent sur l'équilibrage à court terme du système électrique. Mais aussi sur le fonctionnement de tous les marchés d'électricité.

L'introduction de la concurrence dans l'industrie électrique a provoqué la création d'une séquence de plusieurs marchés successifs pour assurer une coordination minimale entre la production et la consommation dans un système de « temps réel sans stock ». C'est pourquoi les variations instantanées d'injection prioritaire de l'énergie éolienne obligent à modifier d'autres transactions, réalisées ailleurs le long de la séquence des marchés. L'opérateur du système doit lui-même modifier les programmes d'injections prévus la veille pour le lendemain, et ajustés sur une grille infra-journalière. Certes la variation d'énergie éolienne injectée peut combler un déséquilibre potentiel concomitant. Mais elle peut aussi, au contraire, créer ou renforcer les déséquilibres du système. Ces externalités, couplées aux autres difficultés transactionnelles, expliquent le besoin de créer des structures appropriées pour encadrer les transactions éoliennes.

2.3 Des transactions supplémentaires pour encadrer la transaction principale

La dernière difficulté transactionnelle concerne la chaîne des transactions et les besoins de coordination entre chacune des nombreuses transactions de cette chaîne. (Gonzales-Diaz & Vasquez, 2008) l'appellent *interconnectivité* (« *connectedness* ») entre les transactions. L'interconnectivité est une forme d'interdépendance entre des transactions différentes et séparables. Elle entraîne la formation d'une « chaîne transactionnelle » par la force des interdépendances entre ces transactions (Gonzales-Diaz & Vasquez, 2008). L'interconnectivité apparaît dans Milgrom et Roberts (1992) où les transactions diffèrent entre elles selon le degré d'interdépendance qui les relie. Deux cas apparaissent : la *transaction indépendante* et la *transaction*

coordonnée. Une transaction peut être indépendante quand son output ou ses conditions de production n'affectent pas d'autres transactions. Au sens de (Gonzales-Diaz & Vasquez, 2008), le choix d'un fournisseur local d'électricité serait une transaction indépendante qui n'affecte pas strictement d'autres transactions. En revanche, une « transaction coordonnée » nécessite, par définition, une coordination précise avec d'autres transactions. Pour résoudre les problèmes de coordination entre différentes transactions, des structures de gouvernance particulières doivent être mises en place. Ce sont les structures de gouvernance des chaînes de transactions.

Dans le secteur électrique, l'échange d'électricité entre un producteur et un consommateur doit être coordonné avec toutes les autres transactions recourant aux mêmes réseaux d'acheminement. Seuls des mécanismes généraux de coordination permettent d'assurer la mise en œuvre des échanges d'électricité. L'interconnectivité rend nécessaire des transactions supplémentaires pour réussir la mise en œuvre d'une seule transaction (Spiller & Zelner, 1997). Notre transaction de référence est celle de l'échange d'électricité éolienne entre un producteur et un consommateur. Mais pour mettre en œuvre cette seule transaction, du fait des propriétés physiques et économiques des réseaux et des marchés d'électricité, d'autres transactions doivent lui être coordonnées afin d'assurer l'accès au réseau, l'équilibrage global offre - demande, le règlement des congestions, la fourniture des services-système, etc.

Cette série de transactions connexes vient compléter une séquence de marchés électriques « *incomplets* » (Wilson, 2002). Sur cette séquence, toutes les fonctions de « commande et contrôle » utilisées auparavant au sein du monopole verticalement intégré n'ont pas pu être remplacées par des mécanismes strictement concurrentiels. A ces besoins de coordination sur les réseaux et sur les marchés, l'opérateur du système apporte une autorité de centralisation de la gestion des flux et de l'opération du système. Là où les mécanismes concurrentiels ne coordonnent pas suffisamment les grandeurs, les comportements, et les fonctions de réaction, l'opérateur du système use de droits asymétriques de « contrôle et de commande » pour garantir la sécurité du système à partir de la centralisation des informations et de l'opération des mécanismes [(Glachant, 2002a), (Glachant, 2002b)]. Un peu comme un contrôleur aérien. Ce degré de centralisation opérationnelle par l'opérateur du système est plus ou moins étendu selon les variantes du « *market design* » (Hunt, 2002).

3. LES STRUCTURES AD-HOC D'ENCADREMENT DES TRANSACTIONS EOLIENNES

La faible adaptabilité de l'énergie éolienne aux contraintes de système nécessite la mise en place de structures d'encadrement *ad hoc* pour assurer l'insertion des transactions éoliennes dans la chaîne électrique. Ces structures d'encadrement doivent gérer les problèmes d'externalités et opérer un système de mesure pour permettre l'échange physique et financier d'électricité éolienne entre ses producteurs et les consommateurs.

3.1 La garantie transactionnelle par la réglementation publique

L'électricité éolienne modifie la chaîne transactionnelle de l'électricité en accroissant l'incertitude environnementale et en modifiant l'orientation des transactions. Une première structure d'encadrement des transactions sera donc la garantie des droits d'injection de la production éolienne inflexible dans la chaîne dé-intégrée de l'électricité. Cette garantie est assurée par la réglementation publique.

La réglementation publique, régulateur ou branche législative des gouvernements, a le pouvoir de créer des modes opératoires particuliers dans les activités régulées. Les Directives européennes laissent un choix aux Etats entre trois instruments : les certificats verts, le tarif d'achat garanti et les appels d'offre. Les certificats verts sont des certificats de production d'origine renouvelable que les vendeurs d'énergie doivent acheter selon des quotas Le tarif d'achat garanti donne un prix fixe au producteur pour toutes ses injections mesurées. Le paiement correspondant est le plus souvent imposé aux consommateurs finals via leurs fournisseurs agissant comme collecteurs. Enfin, les appels d'offre consistent en quotas de capacités de production programmés par les gouvernements nationaux. En pratique, le mécanisme de prix garanti a été largement adopté. Il constitue, actuellement, le proccédé le plus efficient pour développer les investissements en production éolienne (Commission Européenne, 2005a, 2005b).

La seconde garantie transactionnelle accordée par la réglementation publique est la priorité d'injection. Cette priorité d'injection a été prévue par la Directive Européenne 2001/77/CE : [Article 7, Alinéa 1]. Cette priorité est une garantie complémentaire du tarif garanti

pour les producteurs d'énergie renouvelable. La réglementation publique apporte ainsi une garantie des droits transactionnels de la production éolienne qui oblige le système électrique à l'accueillir. Néanmoins cette garantie publique ne suffit pas à mettre en œuvre les transactions sur le réseau et sur le marché électrique.

3.2 Les outils de gestion des externalités

Les externalités générées par l'injection prioritaire de l'électricité éolienne nécessitent la mise en place de structures appropriées de gestion. L'énergie éolienne apporte des externalités de deux types : « techniques », qui touchent notamment la qualité du signal électrique, ou « transactionnelles ». Ces deux types d'externalités ne sont pas gérés de la même manière. Les externalités « techniques » sont internalisées par les producteurs et ne posent pas de problèmes d'encadrement. Les externalités « transactionnelles » sont gérées par les acteurs du marché selon des modalités définies par le transporteur (l'opérateur du système). Mais les méthodes d'internalisation des externalités se heurtent aux modalités de soutien de l'énergie renouvelable stipulées dans la réglementation publique.

3.2.1 Les externalités techniques sont internalisées

Ces externalités techniques sont l'action de la production éolienne sur la qualité du signal électrique et sur la consommation de puissance réactive.

La production d'énergie électrique issue des éoliennes modifie la qualité de l'onde électrique en créant des distorsions harmoniques et des *flickers*, effets déstabilisants qui affaiblissent la qualité de l'électricité. Mais l'électricité est un bien standardisé et normé. A cet effet, chaque producteur, indépendamment de la technologie choisie, doit respecter un cahier des charges pour son raccordement sur le réseau. Le coût d'installation de composants électroniques correcteurs peut donc être mis à la charge du producteur. Ce qui permet d'internaliser les coûts de gestion de la qualité de l'onde électrique.

La consommation de puissance réactive représente une autre source d'externalités. L'énergie réactive est un « service système » qui permet à l'énergie active de circuler sur le réseau. Une majorité des parcs éoliens ne sont pas encore équipés des nouveaux équipements de nouvelle génération. Tandis que les coûts de fourniture de puissance réactive ne sont pas répercutés aux « consommateurs » éoliens de puissance réactive. Ces coûts sont mutualisés dans les charges générales d'usage du réseau imputées aux utilisateurs du réseau, consommateurs et

producteurs. Ainsi, les producteurs d'électricité éolienne utilisant les anciens modèles d'aérogénérateurs ne paient pas ici les coûts de l'externalité qu'ils génèrent.

3.2.2 Un régime d'exception pour la gestion des externalités transactionnelles de l'énergie éolienne

Les externalités « transactionnelles » proviennent de la forte incertitude correspondant à la nature aléatoire du volume injecté. Deux externalités principales en découlent : les congestions et l'équilibrage du système en temps réel. L'énergie éolienne dispose d'un régime d'exception lui permettant d'échapper aux méthodes d'internalisation des externalités de type « congestion ». L'énergie éolienne bénéficie de droits garantis via les mécanismes de soutien et la priorité d'injection sur les réseaux. Cette priorité d'injection écarte l'internalisation de l'externalité par ceux qui l'engendrent. Les méthodes d'internalisation de ces externalités supposent de prévoir les flux d'électricité injectés sur le réseau ou de modifier l'offre initiale des producteurs. Lorsque l'électricité éolienne est prioritaire sur le réseau et qu'elle bénéficie d'un tarif fixé, elle est exemptée des mécanismes d'internalisation de ce type. L'opérateur du système dispose d'autres moyens de production dont la puissance est réglable pour lever les difficultés (ici les congestions) ainsi créées. A cette fin, il utilise la séquence des marchés [(Stoft, 2002), (Wilson, 2002)]. Ce sont donc les producteurs non-éoliens qui permettent de lever les congestions créées par l'injection d'énergie éolienne. Ces coûts de gestion sont répartis sur les utilisateurs du réseau via les charges d'utilisation du réseau. Ainsi, l'externalité n'est-elle pas internalisée.

La nature aléatoire du volume d'énergie injectée par les éoliennes génère une seconde externalité transactionnelle : la nécessité d'équilibrer en temps réel le système électrique. La difficile prévisibilité et la forte variabilité de l'énergie éolienne ne permettent pas de planifier correctement les injections de cette production. Dans le cas de l'énergie éolienne, les aléas climatiques sont donc transmis au système électrique. Ils sont gérés par l'opérateur du système comme une déviation commune à l'ensemble du système et payée par les utilisateurs du réseau. Dans certains cas, comme en Californie, les coûts d'ajustement liés à l'énergie éolienne sont calculés sur une moyenne mensuelle, produisant un effet de foisonnement[3]. Mais les producteurs éoliens responsables de ces ajustements les paient avec lissage des coûts d'équilibrage.

Ainsi, a court terme, c'est en général l'opérateur du système qui gère ces externalités et en répercute les coûts sur l'ensemble des utilisateurs du réseau.

[3] L'effet de foisonnement correspond à l'agrégation de l'ensemble des parcs de production ou l'agrégation de différentes zones géographiques. En foisonnant, les aléas de production sont lissés.

3.3 La gestion de la mesure pour assurer la transaction

Les besoins de mesure des transactions éoliennes proviennent d'une part de la réglementation publique qui impose un tarif d'achat garanti et une priorité d'injection, et d'autre part par de la faible adaptabilité de cette énergie aux contraintes du système. La gestion du problème de mesure de l'éolien diffère de celle appliquée au reste de la chaîne transactionnelle électrique dé-intégrée et repose sur une structure *ad hoc* constitués d'arrangements opérant *ex post*.

Sur les marchés électriques les « promesses » échangées *ex ante* doivent être réalisées à un certain horizon temporel. Ainsi, les transactions J-1 nouées la veille du jour de livraison devront correspondre aux injections et soutirages physiques réalisés en temps réel. Dans les architectures de marchés électriques, ce rôle de vérification entre les transactions nouées par avance et les échanges physiques en temps réel est confié à l'opérateur du système. A une certaine échéance – appelée « fermeture des guichets » – l'ensemble des échanges noués sur les marchés est arrêté par l'opérateur du système. En temps réel, les flux d'injection et de soutirage sont mesurés en sortie des parcs de production et en entrée des points de consommation. *Ex post*, l'opérateur du système contrôle l'adéquation entre les promesses d'échanges qu'il a collectées avant le temps réel et les échanges qui ont eu réellement lieu. Lorsque des écarts sont constatés et que des ajustements physiques ont dû être réalisés en temps réel, les agents responsables doivent payer les coûts d'ajustement. Dans cette gestion des écarts, les problèmes de mesure sont levés puisque les échanges donnent lieu à des contrats qui doivent se réaliser en temps réel.

La production d'électricité à partir d'éoliennes modifie les données du problème. L'énergie éolienne bénéficie de droits assurés par la réglementation publique, qui impose un tarif d'achat garanti ainsi qu'une priorité d'injection sur les réseaux. Ce cadre réglementaire constitue ainsi un contrat collectif d'achat de l'électricité éolienne. Le problème de la mesure se pose alors à trois niveaux. D'abord, le paiement des producteurs au tarif est déterminé par les quantités d'électricité éolienne injectées sur le réseau. C'est la mesure de l'électricité injectée qui conditionne le paiement. Ensuite, ce règlement suppose que les consommateurs paient l'énergie éolienne. Or l'on ne peut distinguer l'électricité éolienne de l'électricité conventionnelle dans la consommation individuelle des consommateurs. Enfin, la priorité d'injection et l'obligation d'achat supportée par l'ensemble des consommateurs créent un autre problème de mise en œuvre puisque l'électricité éolienne ne fait pas l'objet d'aucun contrat direct et formel entre ses acheteurs et ses vendeurs. Cette difficulté touche notamment à l'individualisation du contrat collectif d'achat de l'éolien. Tous ces problèmes, liés à la mise en œuvre des transactions éoliennes, nécessitent la mise en place d'une structure appropriée qui assurera les mesures nécessaires :

électricité injectée, consommée, et répartie entre les consommateurs comme contributeurs. Il s'agit essentiellement d'un arrangement agissant *ex post*. La structure de gouvernance est ici trilatérale. C'est l'opérateur du système, prenant appui sur ses compétences opérationnelles et sur sa fonction formelle d'autorité des flux, qui assure lui-même la réalisation du contrat collectif en l'individualisant en pseudo-échanges d'énergie éolienne. Ces arrangements *ad-hoc*, propres aux transactions en électricité éolienne, permettent de dénouer simultanément, et de manière techniquement et financièrement cohérente, l'ensemble des transactions éoliennes.

D'abord, la réglementation publique représente une première structure *ad hoc* pour encadrer la transaction et garantir les droits de la production inflexible dans une chaîne transactionnelle dé-intégrée. Une seconde structure est alors nécessaire pour mettre en œuvre ces droits formels en gérant les externalités qu'ils provoquent dans le système électrique. Les régimes d'internalisation sont contraints par la réglementation publique de soutien au renouvelable qui impose un dispositif d'exception affectant l'ensemble du transport et de l'opération du système. Enfin, c'est le problème de mesure qui constitue le cœur de la mise en œuvre collective des transactions. C'est lui qui commande les modalités de commercialisation dénouant la transaction garantie. Toute une structure générale de pilotage est mise en place pour garantir la réalisation des échanges d'énergie éolienne. Il s'agit d'une structure trilatérale où c'est la Tierce Partie, l'opérateur du système, qui assure la mise en œuvre des transactions éoliennes.

CONCLUSION

Cet article montre qu'une production inflexible comme l'énergie éolienne modifie la chaîne transactionnelle dans un système électrique dé-intégrée et nécessite la mise en place de nouvelles structures de pilotage pour garantir la réalisation des échanges. La faible adaptabilité de la production éolienne affecte la nature des transactions électriques en augmentant le degré d'incertitude et en modifiant l'orientation des transactions. Ces deux caractéristiques engendrent des difficultés transactionnelles très particulières. Un problème de mesure apparaît dans le traitement des difficultés transactionnelles engendrées par la production inflexible. Deux autres difficultés s'y ajoutent : l'engendrement d'externalités sur le réseau qui affectent l'opération du système en temps réel ; le besoin de coordonner les transactions supplémentaires nécessaires à la réalisation de la transaction principale. Ces trois difficultés, propres aux transactions éoliennes, suscitent la mise en place de structures *ad hoc* d'encadrement de ces transactions. C'est d'une part la réglementation publique qui favorise cette source d'énergie en lui garantissant de véritables

droits transactionnels et en contraignant les modalités de gestion des externalités. C'est d'autre part une autorité responsable du système de mesure et de règlement des transactions éoliennes.

L'échange de l'énergie éolienne n'est ainsi réalisable qu'après la mise en place de nouvelles structures de gouvernance. Dans des systèmes électriques concurrentiels, la mise en place de ces nouvelles structures, et notamment la réglementation garantissant des droits transactionnels, souligne les limites de la coordination concurrentielle pour soutenir les nouvelles technologies de production.

BIBLIOGRAPHIE

Ackermann T., Andersson G. & Soder, L. (2001) "Overview of government and market driven programs for the promotion of renewable power generation", *Renewable Energy, Volume 22, Issues 1-3, January-March 2001, Pages 197-204*

Agnolucci, P. (2005) "The role of political uncertainty in the Danish renewable energy market", *Tyndall Centre Working Paper 76, June 2005*

Agnolucci, P. (2008) "Factors influencing the likelihood of regulatory changes in renewable electricity policies", *Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 12, Issue 1, January, p.141-161*

AIE - Agence Internationale de l'Energie (2003), *Renewables for Power Generation Status & Prospects*, OCDE 2003

Barzel, Y. (1982) "Measurement cost and organization of markets", *Journal of Law and Economics, Vol. 25, Issue 1, pp. 27-48*

Barzel, Y. (1989) *Economic Analysis of Property Rights*, Cambridge University Press

Butler, L. et Neuhoff, K. (2008) "Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development", *Renewable Energy, vol. 33, Issue 8, August 2008, p. 1854-1867*

Coase, R. (1960) "The problem of social cost", *Journal of Law and economics, vol. 3 (October) pp. 1-44*

Commission Européenne (2001), Directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité, COM (2001)581, Bruxelles

Commission Européenne (2005a) *Aide en faveur de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables,* Communication de la Commission, SEC (2005) 157, Bruxelles

Commission Européenne (2005b) *Impact Assessment*, Annex to the Commission Européenne (2005a), Commission Staff Working document, Bruxelles

Curien, N. (2000) *Economie des réseaux*, La Découverte, Collection Repères n°293

Dahlman, C. (1979) "The problem of externalities", *Journal of Law and Economics, Vol. 22, Issue 1. (Apr., 1979), pp. 141-162*

Dinica, V. (2005), "Support schemes for the diffusion of renewable energy technologies – an investor perspective", *Energy Policy, Vol. 34, Issue 4 (March 2006), pp. 461-480*

Finon, D. et Perez, Y. (2007) "The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective ", *Ecological Economics, Volume 62, Issue 1, 1 April 2007, Pages 77-92*

Glachant, J.-M. (2002a) « L'approche néo-institutionnelle de la réforme des industries de réseaux », *Revue Économique, vol. 53, N°3, pp. 425-435*

Glachant, J.-M. (2002b) Why regulate deregulated network industries? *Journal of Network Industries, vol. 3, Issue 3, pp. 297-311*

Gonzalez-Diaz, M. & Vasquez, L. (2008) Make or buy decision : a New Institutional Economics approach, in Brousseau, E. & Glachant, J.-M (ed) *New Institutional Economics: a guidebook*, Cambridge University Press, August 2008

Hiroux, C. (2007) *L'insertion d'une production inflexible dans des marchés concurrentiels : l'énergie éolienne*, Thèse pour le doctorat de Sciences Economiques, Université Paris Sud XI, Juillet 2007

Hogan, W. (2002) "Electricity market restructuring: Reforms of reforms", *Journal of Regulatory Economics, vol. 21, Issue 1, pp. 103-132*

Hunt, S. (2002), *Making Competition work in Electricity*, John Wiley & Sons, 2002

Joskow, P. & Schmalensee, R. (1983), *Markets for Power – An analysis of Electrical Utility Deregulation*, The MIT Press Ed, 1983

Joskow, P. (1996) "Introducing competition into regulated network industries: from hierarchies to markets in Electricity", *Industrial and corporate change, vol. 5, issue 2, pp. 341-382*

Koss, P. (1999), "Self-enforcing transactions: reciprocal exposure in fisheries", *Journal of Law, Economics and Organization, Vol. 15, Issue 3, pp. 737-749*

Langniss, O. (2003) *Governance Structure for promoting renewable energy sources*, Ph. D Dissertation, Lund University, October 2003

Lévêque, F. (2004) *Economie de la réglementation*, La Découverte – Collection Repères n°238

Libecap, G. (2004) *A transactions–cost approach to the analysis of property rights*, in *The Economics of Contracts: Theories and Applications* - Brousseau E. & Glachant J.-M. (2004) , pp 140–156

Masten S., Meehan J. & Snyder, E. (1991), "The costs of organization", *Journal of Law, Economics and Organization, vol. 7, n°1 (Spring), pp 1-25*

Ménanteau, P., Finon, D. et Lamy, M.-L. (2003) "Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy ", *Energy Policy, Vol. 31, Issue 8, June 2003, Pages 799-812*

Ménard, C. et Shirley, M. (2005) *Handbook of new-institutional economics*, Springer

Meyer, N. (2003), "European Schemes for promoting renewables in liberalised markets", *Energy Policy, Vol. 31, Issue 7, June 2003, pp: 665-676*

Milgrom, P. & Roberts, J. (1992) *Economics, Organization and Management*, Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 621 p.

Mitchell, C., Bauknecht, D. et Connor, P.M (2006) "Effectiveness through risk reduction: a comparison of the renewable obligation in England and Wales and the feed-in system in Germany, *Energy Policy, Volume 34, Issue 3, February 2006, Pages 297-305*

Nickerson, J. & Silverman, B. (2003) "Why aren't all truck drivers owner-operators? Asset ownership and the employment relation in interstate for-hire trucking", *Journal of economics and management strategy, vol. 12, n° 1 (Spring), pp. 91-118*

Pignon, V. (2003) *L'harmonisation des méthodes de tarification d'électricité – Une analyse économique du marché unique européen*, Thèse pour le Doctorat de Sciences Economiques, Université Paris I – Panthéon-Sorbonne

Pirrong, S.-C. (1993), "Contracting practices in bulk shipping markets: A transactions cost explanation", *Journal of law & economics, vol. 36, n°2, October 1993, pp. 937-976*

RTE Réseau de Transport d'Electricité (2001) "Connection of decentralized generating facilities to the power network", Audition publique du 8 Novembre 2001 sur "Renewable Energies: what can be expected and how to support their development" – www.rte-france.org

Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R. & Bohn, R. (1988), *Spot pricing of electricity*, Kluwer Academic Publishers, 1988

Spiller, P. & Zelner, B. (1997), Product complementarities, capabilities and governance: A dynamic transaction cost perspective, *Industrial and corporate change, vol. 6, Issue 3, pp. 561-594*

Stoft, S. (2002) *Power System Economics*, IEEE Wiley – February 2002

Sustainable Commission Development (2005) Wind Power in UK, A guide to the key issues surrounding onshore wind power development in the UK, *SDC Reports & Papers, May 2005*

Williamson, O. (1985) *The economic institutions of capitalism*, Free Press

Williamson, O. (1989) "Transaction cost economics" *Handbook of Industrial Organization, in: R. Schmalensee & R. Willig (ed.), Handbook of Industrial Organization, edition 1, volume 1, chapter 3, pages 135-182 Elsevier.*

Williamson, O. (1993), "Opportunism and Its Critics", *Managerial and Decision Economics, Vol. 14, n°2, Special Issue: Transactions Costs Economics (March-April), pp. 97-107*

Williamson, O. (1996) *The mechanisms of governance*, Oxford University Press

Wilson, R. (2002) "Architecture of Electric Power Market", *Econometrica, 70 (4), July 200, pp. 1299-1340*