

Working Paper n°16

Septembre 2008

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

Le modèle d'activité du fournisseur pur d'électricité est-il viable ?

R.H.Boroumand

Septembre 2008

Le modèle d'activité du fournisseur pur d'électricité est-il viable?

R.H.Boroumand¹

Résumé : La faillite des fournisseurs purs d'électricité sur les marchés de détail reflète l'incapacité de ce modèle organisationnel à gérer les risques liés à la fourniture d'électricité dans un contexte de forte concurrence en prix. Certes, l'achat d'électricité par des contrats réduit l'exposition des fournisseurs à la volatilité des prix de gros mais elle contraint simultanément leur flexibilité alors qu'ils font face à une demande structurellement aléatoire. Un fournisseur ne peut donc pas définir *ex ante* son niveau d'exposition aux risques. Celui-ci ne sera révélé qu'*ex post*, une fois la demande réelle connue. Les portefeuilles de contrats d'approvisionnement et de vente sont des instruments de couverture incomplets. Dans une perspective de gestion de risque, les actifs physiques apparaissent comme un complément indispensable aux contrats d'approvisionnement.

Abstract : The failure of pure electricity suppliers is indicative of the incapacity of their organizational model to manage efficiently the combination of sourcing and market risks in a setting of fierce price competition. Because of the structural dimension of electricity's volume risk, a supplier's level of risk exposure is unknown *ex ante* and will only be revealed *ex post* when consumption is known. Sourcing and selling portfolios of hedging contracts are incomplete risk management tools. Consequently, physical hedging is an essential complement to portfolios of contracts to overcome the pure supplier's curse.

¹ GIS LARSEN. Ce travail a bénéficié des conseils de Dominique Finon et de Christophe Defeuilley. Je les remercie pour leur implication. Les vues exprimées dans cet article n'engagent que l'auteur.

1. Introduction

La dissociation des activités de distribution et de fourniture a fait apparaître un nouvel acteur sur la chaîne de valeur électrique : le fournisseur pur d'électricité¹. Un fournisseur achète de l'électricité à des producteurs en amont pour la revendre à ses clients en aval. Contrairement à l'activité de distribution, la fourniture d'électricité n'est pas une activité physique. Elle implique une séquence de transactions commerciales : approvisionnement de l'électricité, vente, mesure, facturation, et collecte des paiements. L'ouverture à la concurrence de détail visait à inciter des fournisseurs nouveaux entrants à proposer des contrats de vente innovants à prix attractifs grâce à une structure organisationnelle flexible et un approvisionnement à bas coûts sur des marchés de gros liquides et concurrentiels. Les nouveaux entrants étaient supposés stimuler la concurrence en bousculant les positions acquises des opérateurs historiques, d'autant que ceux-ci devaient souvent se séparer de leurs réseaux en distribution et vendre une partie de leurs actifs de production (Hunt et Schuttleworth, 1997). Dans l'idéal-type du marché électrique décentralisé, les fournisseurs purs sont théoriquement en mesure de gérer efficacement leur niveau d'exposition aux risques grâce à l'existence de contrats de couverture (Chao et Huntington, 1998 ; Hunt, 2002). Dans ce paradigme théorique idéal, les fournisseurs maîtrisent *ex ante* leur niveau d'exposition aux risques.

Or, l'expérience des marchés de détail montre que ces nouveaux entrants en commercialisation font face à des difficultés récurrentes qui rendent leur modèle d'activité peu pérenne. Soit ils ont fait faillite après quelques années d'activité, soit ils sont contraints de quitter le marché², soit ils sont rachetés par un opérateur en place, ou bien ont évolué vers une intégration en amont en acquérant des actifs de production.

Dans ce papier, nous supposerons que les conditions d'entrée d'un fournisseur pur sur un marché de détail sont favorables (hypothèse de marché contestable) et que les coûts de changement de fournisseur sont faibles. Nous montrerons que ce modèle d'activité ne permet pas de gérer de manière satisfaisante les risques d'approvisionnement et de commercialisation dans un contexte concurrentiel. La deuxième section du papier analyse les contraintes de gestion de risque dans l'activité de fourniture d'électricité. La troisième section examine les limites d'une gestion globale des risques par des portefeuilles de contrats d'approvisionnement et de ventes. La quatrième section étudie les avantages d'une couverture physique, partielle ou totale, par intégration vers l'amont.

2. Les risques supportés par un fournisseur pur

La fourniture d'électricité est une activité d'intermédiation entre l'amont et l'aval de la chaîne de valeur électrique. Dans un contexte concurrentiel, cela expose le fournisseur à une combinaison de risques d'approvisionnement et de commercialisation. Un fournisseur pur doit résoudre en permanence l'équation suivante : optimiser ses coûts d'approvisionnement (qui jouent un rôle critique sur son équilibre financier) en minimisant ses risques.

¹ Un fournisseur est qualifié de « pur » lorsqu'il ne possède pas d'actifs physiques de production et/ou d'activités de réseau.

² A titre d'illustration, notons que depuis 2000, vingt fournisseurs purs ont quitté le marché de détail britannique, pionnier de la concurrence en Europe (Oxera, 2008).

2.1 Des risques liés à la fonction d'intermédiation

L'électricité « de détail » et l'électricité « de gros » ne diffèrent que par leurs caractéristiques transactionnelles. A la différence d'un grossiste dans d'autres filières industrielles, un fournisseur d'électricité est limité dans sa capacité à ajouter de la valeur au produit électricité. Son apport essentiel tient à sa connaissance du marché et à sa capacité d'agrégation, même s'il peut chercher à offrir des services de conseil à la consommation pour se différencier des concurrents.

D'une part, l'implication des fournisseurs dans une multitude de transactions d'approvisionnement et de ventes génèrent des économies d'échelles à l'origine d'une mutualisation des coûts de transaction et d'une amélioration de l'efficacité des échanges (Spulber, 1996 et 1999). Les fournisseurs d'électricité permettent d'agréger les courbes de charge. Ils agissent comme une coalition d'acheteurs individuels. D'autre part, la faible connaissance par les clients finals des marchés de gros d'électricité, leur aversion à l'égard des risques liés à la volatilité des prix, et leur sous-estimation des coûts du recours à l'intermédiation contribuent *a priori* au développement d'intermédiaires sur les marchés électriques.

Un fournisseur d'électricité est donc un intermédiaire cherchant à équilibrer en temps réel ses portefeuilles d'approvisionnement et de vente. Cette fonction d'équilibrage contractuel est liée à sa fonction de responsable d'équilibre qu'il assume dans la correspondance physique entre les volumes de ses portefeuilles d'approvisionnement et de ventes. L'équilibrage en temps réel est complexifié par l'absence de contrôle sur l'échange physique d'électricité entre producteurs et consommateurs (un fournisseur pur est uniquement un *volume taker*). L'équilibrage contractuel de son côté est complexifié par les différences en termes de durée et de prix entre ses contrats d'approvisionnement et de vente.

En effet, le métier de la fourniture d'électricité consiste à réussir au plus près la correspondance entre des flux électriques achetés à des producteurs et un portefeuille de contrats de vente en temps réel (fonction de *matching*). L'approvisionnement est réalisé par des transactions sur le marché journalier de gros, par contrat d'achat, en achetant des produits mis aux enchères,¹ ou en recourant à des actifs de production en propre. Le portefeuille de ventes est constitué de divers types de contrats de structures et de durées différentes : contrats à prix plats, contrats à prix ajustés régulièrement² en fonction de l'évolution des coûts de fourniture, ou contrats indexés sur le prix du marché de gros.³ Leur durée peut aller d'un mois à plusieurs années.

2.2. Un risque-volume et un risque-prix spécifiques de la fonction d'équilibrage

La dimension structurelle du risque-volume. Le risque-volume d'un fournisseur est le risque d'écart entre les volumes de son portefeuille d'approvisionnement et la quantité réelle d'électricité consommée par ses clients.

¹ VPP (Virtual Power Plant), enchères de capacité à la demande de certains régulateurs nationaux.

² Dans ces « *standard variable contract* » le fournisseur ajuste le prix à intervalles réguliers ou en fonction des évolutions de ses coûts de fourniture.

³ Les contrats indexés sur le prix spot électrique se sont principalement développés en Norvège (Littlechild 2006, Amundsen et al. 2006). Ils incluent une marge pour le fournisseur.

Ce type de risque existe sur tous les marchés de commodité, mais les spécificités de la contractualisation de l'électricité liées à son caractère physique lui confèrent une dimension structurelle. Dans les contrats de ventes standards d'électricité, les clients disposent d'un choix discrétionnaire et sans préavis sur le volume d'électricité consommée et les moments de cette consommation. La consommation au moment de la « livraison physique » est donc incertaine alors que le besoin d'approvisionnement d'un fournisseur est dérivé de la consommation de ses clients.

Un fournisseur d'électricité est exposé au risque-volume sur trois horizons temporels. Sur un horizon de quelques mois, la demande globale d'électricité, comme la demande agrégée adressée à un gros fournisseur varie en fonction de la conjoncture économique par rapport à l'année précédente. Sur un horizon de plus long terme, la diffusion d'innovations en équipements électriques peut conduire à des augmentations (ou à des diminutions) de vente difficiles à anticiper. Ces deux horizons posent des problèmes classiques de gestion de risques, à la différence du risque-volume de court terme et en quasi-temps réel.

A court terme (de quelques jours à quelques heures), le risque-volume est plus marqué dans l'électricité que dans d'autres secteurs dans la mesure où il existe un aléa fort sur le niveau de consommation du portefeuille clients, qui dépend de déterminants météorologiques. La consommation varie notamment en fonction de la température lorsque les usages climatiques et thermiques sont fortement développés. En France, une baisse soudaine de température d'un degré l'hiver peut entraîner une augmentation de la consommation globale de 1700 MW. Dès lors, un fournisseur pur peut brusquement se retrouver en insuffisance d'électricité « contractuelle » face à un pic imprévu de consommation (canicule, vagues de froid).¹

Sur un marché « classique » de commodités, les intermédiaires peuvent atténuer les variations de demande en jouant sur les stocks en cas de fortes tensions sur les capacités de production et de fourniture. De plus, l'augmentation des prix conduit à la diminution de la demande adressée au marché. Les intermédiaires tempèrent donc les déséquilibres entre l'offre et la demande grâce au levier du stockage, qui joue comme une corde de rappel atténuant l'exposition au risque-volume entre différentes échéances temporelles. Sur un marché électrique, l'inélasticité-prix de la demande de court terme des consommateurs ne se traduit pas par une réduction de la demande adressée aux intermédiaires via une hausse des prix de détail. Cette inélasticité est directement liée au fait que les signaux de prix ne sont pas transmis aux consommateurs en temps réel, sauf exception.

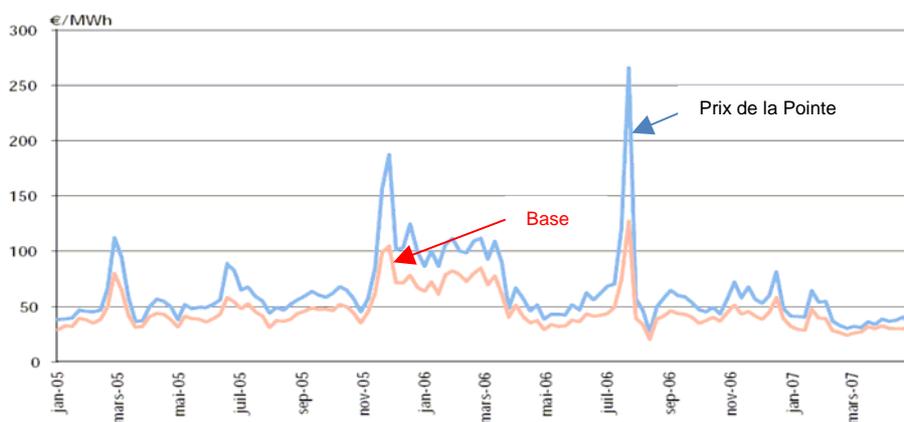
Sur un marché électrique, en l'absence de stockage, l'offre doit s'ajuster en permanence aux fluctuations horaires de la demande. Un fournisseur ne peut acheter de l'électricité durant les périodes à bas prix pour la revendre pendant les périodes de prix plus élevés, lissant ainsi son coût moyen d'approvisionnement sur plusieurs périodes. La non-stockabilité de l'électricité accentue les conséquences de l'incertitude d'ajustement entre l'offre et la demande sur un marché, qui est un problème classique pour tout intermédiaire devant faire coïncider les offres des producteurs avec les besoins exprimés des consommateurs finals (Spulber, 1999).

¹Inversement, des conditions climatiques clémentes en hiver feront baisser la consommation. Le fournisseur d'électricité Poweo fut contraint de revendre au premier semestre 2007 l'électricité de certains contrats d'approvisionnement car la douceur climatique a conduit ses clients à moins consommer.

Le risque-prix, une conséquence du risque-volume. Le risque-prix est généré par les écarts entre les prix des contrats de vente et le prix des achats de très court terme visant à corriger les déséquilibres entre le portefeuille d'approvisionnement d'un fournisseur et celui de ses ventes. Ces achats complémentaires sont le plus souvent effectués sur le marché journalier¹, dont les prix horaires sont fortement variables du fait de la variabilité structurelle de la demande finale, de la rigidité de l'offre instantanée résultant de la non-stockabilité de l'électricité et du risque d'indisponibilité des équipements de production. En effet, lorsque le niveau de la demande horaire est élevé, les capacités de production les plus coûteuses en combustible sont mises à contribution et les prix s'élèvent, parfois bien au-delà des coûts marginaux les plus élevés selon les aléas affectant la demande et l'offre. Par comparaison, pour une commodité « classique », un aléa sur l'offre se traduit par un prix d'équilibre plus élevé que le prix d'équilibre précédent, mais sans volatilité aussi marquée que dans l'électricité. De plus la hausse de prix qui accompagne la contraction de l'offre s'accompagne généralement d'une réduction de la demande.

L'ampleur des pics de prix (graphique 1) sur un marché électrique sont les conséquences économiques de la double rigidité de l'offre et de la demande en temps réel. La forte convexité de la fonction d'offre est à l'origine de la très forte volatilité des prix de gros à la marge de réserve entre la puissance disponible et la demande de charge. De fortes fluctuations de prix peuvent résulter d'une hausse marginale de transactions.² Il s'en suit que les fluctuations horaires des prix peuvent être supérieures à des fluctuations hebdomadaires ou mensuelles. La multiplicité et la faible prédictabilité des aléas affectant les prix de gros rendent impossible leur parfaite anticipation. Ce n'est pas tant la variabilité que l'imprévisibilité des prix qui pose problème.

Graphique 1 : Evolution des prix spot hebdomadaires sur Powernext (€/MWh)



Source : Powernext

¹ Le risque-prix affecte aussi bien les transactions physiques que financières car il peut exister indépendamment de l'échange physique de l'électricité entre un producteur et un consommateur final.

² Un ordre d'achat d'une cinquantaine de MWh a entraîné le 1er trimestre 2006 une hausse de 145 euros des prix spot (CRE, 2006).

La couverture du risque-prix prend de ce fait un caractère particulier dans l'électricité. Alors qu'un « hedging » efficace nécessite de pouvoir quantifier le risque-prix futur, les modèles existants de prévision des prix de gros n'ont pas démontré leur capacité à « capturer » la volatilité spécifique des prix électriques. Ils restent peu pertinents comme outils décisionnels (Szkuta et al 1999 ; Nogales et al 2002 ; Lora et al 2002). Ce caractère volatile des prix trouve une explication dans la théorie financière du stockage (Kaldor, 1939 et 1940 ; Working, 1949) qui démontre que la volatilité du prix d'une commodité est inversement proportionnelle à son niveau de stockage. La non-stockabilité de la « commodité » électricité ne permet pas au prix à terme de représenter une anticipation correcte de sa réalisation (le prix spot à terme). L'absence de liaison temporelle rend imparfaites, pour un fournisseur, les opportunités d'arbitrage entre marchés spot et à terme et met en question l'efficacité des opérations de couverture.¹ Le fait que les prix à terme ne fluctuent pas autour de la moyenne du prix spot reflète le manque de maturité du prix spot comme sous-jacent robuste pour les produits à terme. La valeur informationnelle du prix à terme en est considérablement réduite alors que ce prix sert, en principe, de base pour calculer les prix de vente de l'électricité aux consommateurs finals.

Dans ces conditions, le développement de la financiarisation du secteur électrique reste limité sur des marchés de court terme faiblement liquides et caractérisés par une forte incertitude². La faible liquidité entame la capacité d'un fournisseur ayant contracté à terme à clore sa position face à un aléa imprévu de la demande.

Un aspect particulier (et aggravant) du risque-prix est celui lié aux achats dits de « dentelle ». Les contraintes physiques de l'électricité ne permettent pas d'acheter à l'avance des blocs horaires inférieurs à 1 MW pour couvrir la totalité des besoins d'approvisionnement. Du fait de sa non-stockabilité, une fraction de la demande devra donc faire l'objet d'achat à très court terme sur le marché spot. Par conséquent, cette électricité d'ajustement ou « dentelle » est systématiquement exposée au risque-prix.

Pour un fournisseur, l'engagement de vente contractuelle à ses clients précède, par construction, l'achat de l'électricité sur le marché de gros. Sur cette fraction d'approvisionnement, le fournisseur ne maîtrise pas sa marge puisque le prix de détail est une donnée de départ : il ne résulte pas de l'ajout d'une marge commerciale sur le coût d'approvisionnement comme dans un marché ordinaire de commodité. Traditionnellement, la formulation des prix de gros de la commodité précède celle des prix de détail. A la différence d'un fournisseur pur d'électricité, l'intermédiaire traditionnel d'une commodité maîtrise sa marge puisque le prix de gros est donné et connu, ce qu'Ordoover et al., (1990) qualifient de « *physical flow formulation* » pour ce processus de formulation séquentiel des prix de gros et de détail.

¹ Dans la littérature financière, selon la théorie du déport normal, le prix à terme est un estimateur du prix spot.

² Pour Geman (2005), « *The development of liquid electricity futures markets more than a few years in advance is hindered by the nature of electricity as a commodity, the extreme volatility of prices, the complexity of the existing spot markets, and the lack of price transparency* ». Allaz et Vila (1993) ont développé un modèle sur les articulations entre les contrats à terme, signés *ex ante*, et la stratégie des producteurs sur un marché spot. Les auteurs démontrent que la conclusion de contrats à terme réduit les incitations pour un producteur à exercer un pouvoir de marché en augmentant la concurrence sur ce marché. L'anticipation d'hypothétiques comportements stratégiques par des producteurs électriques entrave la confiance des opérateurs sur ces marchés.

Il n'en est pas de même pour le fournisseur électrique qui en conséquence, doit gérer à la fois ses risques d'approvisionnement et de vente en effectuant des opérations de contractualisation.

3. Limites d'une couverture contractuelle des risques

Pour minimiser son exposition au risque-prix, le fournisseur cherchera à contracter à l'avance la majeure partie de sa courbe de charge prévisionnelle en achetant des blocs de base ou de pointe horaires ou semi-horaires d'une capacité minimale de 1 MW. Mais la prévision parfaite du niveau total d'un portefeuille clients par agrégation de demandes individuelles étant impossible,¹ un fournisseur classera ses clients par groupes homogènes (méthode du *load profiling*) et procèdera à ses achats de court terme et de long terme en relation avec cette segmentation. Cette méthode n'est cependant pas suffisante pour réduire le risque-prix à un niveau acceptable puisqu'elle ne capture pas la variabilité réelle de la courbe de charge agrégée du portefeuille clients d'un fournisseur.

3.1 La divergence des besoins de couverture entre fournisseurs et producteurs

Le risque de « price squeeze » du fournisseur. Les fluctuations des prix spot ont des effets asymétriques sur les surplus des producteurs et des fournisseurs. Toute hausse des prix spot accroît le surplus du producteur au détriment de celui du fournisseur si ce dernier n'est pas en mesure de répercuter ce nouveau prix d'approvisionnement sur ces prix de vente. Inversement, en cas de baisse des prix spot, le surplus du fournisseur augmentera au détriment de celui du producteur dans la mesure où ses prix de vente peuvent se maintenir de par la structure des contrats de détail. De fait, un contrat d'approvisionnement à prix fixe protégerait le fournisseur contre une hausse soutenue des prix de gros et le producteur contre des niveaux durables de prix spot bas, ce qui serait avantageux pour une production par une centrale au coût variable non corrélé au prix de l'électricité. Un contrat à prix fixe permettrait d'aligner dans ce cas les besoins de couverture des deux parties dont les risques sont négativement corrélés.

Mais cette convergence d'intérêts présente plusieurs limites. Si pour le producteur un contrat à prix fixe garantit un cash flow régulier et constitue une assurance contre la volatilité des prix spot (notamment à la baisse), le bénéfice pour un fournisseur est conditionné par la durée et l'ampleur des épisodes de pics de prix. Ce bénéfice est compensé par le fait que, si le prix fixe du contrat est calculé en référence à la moyenne des prix spot sur la période antérieure, le fournisseur subira un ciseau de prix (*price squeeze*) en cas de baisse de prix de gros parce qu'il ne pourra pas transmettre intégralement et sans décalage les mouvements de prix de gros dans les prix aux clients finals au risque de perdre des parts de marché. L'origine du *price squeeze* réside dans le défaut potentiel de « synchronisation » entre les portefeuilles d'achats en gros et de ventes de détail d'électricité d'un fournisseur pur².

¹ Les consommations individuelles étant imparfaitement prévisibles.

² La faillite du fournisseur TXU Europe en 2002 a mis en lumière les risques de ce *price squeeze*. Pour se rapprocher du modèle du fournisseur pur, TXU-Europe avait cédé 3,8 GW de sa capacité de production en 2000 (sur un total de 6,5 GW), réduisant sa couverture physique à 20% de ses ventes et s'était couvert en partie par des contrats d'approvisionnement à prix fixes. La firme a fait faillite après le retournement des prix de gros consécutif au passage du Pool obligatoire au NETA (*Power in Europe*, décembre 2004).

Un contrat d'approvisionnement à prix fixe protège donc un fournisseur en cas d'envolée des prix de gros mais peut, en cas de baisse des prix, s'avérer périlleux pour son équilibre financier du fait du risque aval qu'il supporte.

Ce risque est lié à la possibilité qu'ont les clients finals de changer de fournisseur, possibilité qu'ils risquent d'exercer si leur fournisseur augmente ses prix en réponse à l'adoption d'une stratégie de couverture inadéquate. Ne disposant pas d'une base stabilisée de clients, un fournisseur s'étant couvert par un contrat à prix fixe est exposé à un risque de perte de parts de marché lors d'un épisode de baisse des prix, au profit de concurrents ayant eux choisi de s'approvisionner à moindre coût sur le marché de gros.¹ Si ce fournisseur privilégie la préservation de sa part de marché, il alignera ses prix de vente sur les nouveaux prix de gros mais en subissant une perte liée aux conditions d'achat de l'électricité prévues dans ses contrats d'approvisionnement.

Les clients des nouveaux entrants (fournisseurs purs d'électricité), sont plus sensibles aux évolutions de prix que les clients des opérateurs historiques.

D'une part, contrairement au fournisseur historique, le nouvel entrant ne dispose pas d'une base de clients fidélisés de longue date, dont une partie au moins est averse au risque et n'envisage pas de changer de fournisseur. Les clients d'un nouvel entrant sont par définition « actifs » (puisqu'ils ont déjà changé au moins une fois de fournisseur en quittant l'opérateur historique) et ont donc a priori une propension plus élevée à basculer vers d'autres fournisseurs s'ils identifient des différentiels de prix.

D'autre part, la fonction d'intermédiation dans l'électricité étant très limitée, un fournisseur peut difficilement se différencier par des stratégies de recombinaison du produit pour fidéliser ses clients. Malgré la possibilité d'offrir quelques services, la concurrence s'effectue principalement par les prix (Benett et Waddams Price 1999 ; Sturluson 2003). C'est donc essentiellement à travers ses offres de prix que le fournisseur pur (ou l'entrant) est capable de préserver ses parts de marché ou d'en conquérir.

En résumé, l'intérêt d'un contrat d'approvisionnement à prix fixe pour le fournisseur dépendra de la durée relative des périodes durant lesquelles les prix spot seront supérieurs au prix fixe du contrat et de l'ampleur du différentiel de prix. Or, étant donné la volatilité spécifique de l'électricité, rien ne garantit que la durée des périodes de retournement de prix et leur amplitude permettent une compensation des surplus extraits par les deux agents durant leur relation contractuelle.² Il n'est donc pas possible de s'assurer *ex ante* de la pertinence du prix fixe choisi et de verrouiller le niveau de couverture pour éliminer l'incertitude sur les marges.

¹ Ce risque correspond au risque sur le nombre de clients finals d'un fournisseur et leur consommation totale. Il est une conséquence classique de l'ouverture à la concurrence d'un marché de détail mais sur un marché électrique la perte de clients a potentiellement un double impact. Non seulement le fournisseur subit une réduction de son chiffre d'affaires mais il peut subir également un risque-prix susceptible de détériorer ses marges. En effet, même à supposer qu'un fournisseur achète à l'avance une quantité fixe d'électricité correspondante à son portefeuille clients et sous l'hypothèse qu'il n'ait commis aucune erreur de prévision, il est en risque-prix dès la perte d'un client.

² Dès lors, un prix fixe sur une longue durée représente un risque pour la viabilité financière des deux parties.

Afin de contourner les limites d'un contrat d'approvisionnement à prix fixe, le contrat d'achat peut être indexé sur le prix spot électrique. En théorie, l'indexation devrait éliminer tout coût d'opportunité pour le fournisseur pur. En effet, en l'absence de produits de substitution à l'électricité pour les clients¹, c'est l'électricité achetée sur le marché spot qui représente l'électricité « concurrente » à celle achetée par contrat. Cependant, le risque-prix persiste partiellement puisque des effets de lissage peuvent atténuer l'ampleur de la baisse du prix des contrats d'approvisionnement par rapport à celle des prix spot.

Couverture du risque-volume : une opposition d'intérêts. La divergence d'intérêts pour une couverture mutuelle du risque-prix se combine à une opposition d'intérêts sur la contractualisation des volumes. Les producteurs préfèrent contractualiser sur des quantités fixes (garanties de cash flow afin de permettre la couverture des coûts fixes) et des prix fixes (un prix fixe protège les revenus unitaires d'un producteur) ou des prix indexés sur celui du combustible. A l'inverse, l'intérêt des fournisseurs réside dans une contractualisation sur des quantités flexibles et adaptables au niveau de consommation aléatoire de leur portefeuille clients.

En cas de sous-estimation de sa demande, un fournisseur devra acheter de l'électricité sur le marché de la veille pour le lendemain (*day ahead*²) et sur le marché infra-journalier à un prix de gros potentiellement supérieur à son prix de vente final. Sur certains marchés physiques du temps réel, les déséquilibres seront sanctionnés par des pénalités qui peuvent être conséquentes (Saguan, 2007). Inversement, en cas de demande inférieure au volume contractualisé, il devra revendre les kWh en surplus à un prix potentiellement inférieur à leur prix d'achat. Dans les deux cas, le risque-prix est amplifié par la corrélation positive entre la demande et les prix sur le marché spot (Stoft, 2002).

Le fournisseur sera dès lors contraint d'ajuster systématiquement ses positions (à la hausse ou à la baisse) lors des périodes les moins favorables. Une solution est de passer des contrats avec des clauses de volume flexibles qui permettent à un fournisseur de s'approvisionner davantage en période de forte demande de ses clients et saisir aussi des opportunités de croissance de parts de marché à l'aval.

3.2 Le contrat d'option : une couverture contre le risque-volume mais quid du risque-prix ?

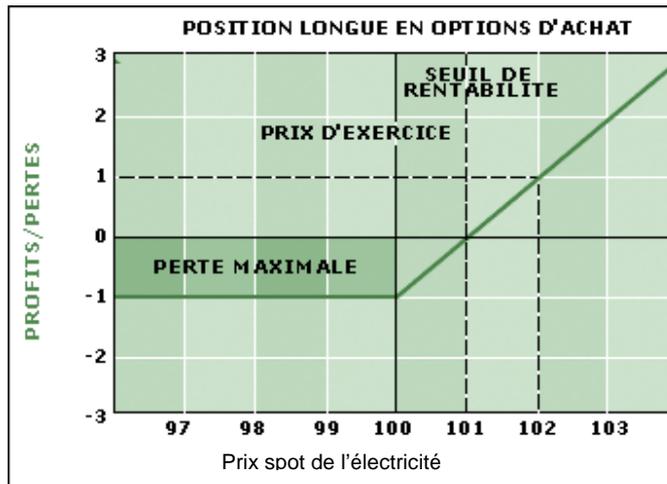
Pour contourner les limites des contrats dits « symétriques », un fournisseur peut s'approvisionner par un contrat « *d'option call* ». Un fournisseur détenant une option unilatérale « *call* » a la possibilité d'acheter de l'électricité à un prix spécifié contractuellement (le prix d'exercice ou « *strike price* »). A la différence d'un contrat à terme dit « symétrique », le fournisseur n'est pas contraint d'acheter l'électricité contractée (l'option donne au fournisseur le droit mais non l'obligation d'acheter l'électricité).

¹ A la différence du gaz dont le prix dans les contrats d'approvisionnement est indexé sur un panier de produits pétroliers de substitution.

² Le *day ahead* est le marché d'échange physique de la veille pour le lendemain de produits horaires ou semi horaires standardisés (volume, durée, échéance, lieu de livraison). Ces produits peuvent être agrégés pour constituer des blocs. Pour réaliser des ajustements à quelques heures de la livraison, les transactions sur le *day ahead* peuvent être complétées par le recours à un marché infra-journalier.

L'option ne sera exercée que si c'est profitable (i.e. si le prix d'exercice est inférieur au prix de marché). Un contrat d'option sera donc privilégié par rapport à un contrat symétrique pour tout fournisseur qui n'a pas de certitude sur la trajectoire d'évolution du prix spot. Avec un contrat d'option call, la perte du fournisseur est bornée à la prime payée pour souscrire à l'option. Son profit en revanche est illimité. La fonction de paiement est : $\text{Max}(S_t - E, 0)$ avec E comme prix d'exercice et S_t , le prix spot de l'électricité en t . La fonction de paiement est linéaire par morceau avec un coude au niveau du prix d'exercice (graphique 2).

Graphique 2 : Mécanisme d' une option d' achat dite « call »



Si le prix de marché est plus faible que le prix d'exercice, l'option call ne sera pas levée et le producteur aura subi un risque-volume. Les pertes associées peuvent être conséquentes. Le producteur est soumis à la décision du fournisseur d'exercer ou non l'option. Un contrat d'option présente donc un avantage certain pour un fournisseur, mais sans garantie symétrique pour un producteur. Pour remédier à la dissymétrie des options unilatérales « call », il existe des options bilatérales au même prix d'exercice. Même dans ce cas, le coût d'opportunité lié au risque-prix persiste. En effet, si le prix de gros est inférieur au prix d'exercice, le producteur va exercer son option et le coût d'approvisionnement du fournisseur sera supérieur à un approvisionnement direct sur le marché de gros. Les options restent peu utilisées pour deux raisons. D'une part, les modèles de valorisation (ex : modèle de Black-Sholes) des prix des options ne sont pas adaptés à la volatilité spécifique des marchés électriques (DOE, 2002). D'autre part, le coût de couverture d'une option (c'est-à-dire son prix d'achat) est élevé en raison d'une faible liquidité des marchés, et donc d'un risque de contrepartie plus fort (Lautier et Simon, 2004 et 2006).

3.3 La flexibilité du « tolling contract » : une alternative pour gérer les risques ?

Le contrat tolling (ou « *virtual capacity contract* ») est l'un des contrats les plus innovants utilisés dans le secteur électrique. Il permet à un fournisseur, en contrepartie d'un « loyer » fixe, de disposer de droits sur la capacité totale d'une centrale avec des garanties de performance et de maintenance. Un contrat tolling confère à un fournisseur l'option (et non l'obligation) de s'approvisionner au gré des évolutions du niveau de demande de son portefeuille clients. En contrepartie de la flexibilité offerte, le fournisseur est en charge de l'approvisionnement en combustible (le plus souvent du gaz naturel) de la centrale louée pour produire de l'électricité.

Cette forme contractuelle couvre un fournisseur contre le risque-volume mais le prix de marché du gaz étant variable, le fournisseur assume entièrement le risque-prix du combustible. Il prend ce risque si les prix du gaz et de l'électricité sont décorréés sur le marché en question¹. Un approvisionnement par tolling contract est particulièrement adapté pour les entrants gaziers qui développent, à l'instar de Centrica, une stratégie *dual fuel* (vente conjointe de gaz et d'électricité). Il permet de combiner l'achat de gaz en gros pour la production électrique à la vente en *dual fuel* sur le marché de détail.

Notons cependant que le contrat tolling peut faire peser certaines contraintes sur les périodes d'utilisation de la centrale ou le nombre maximum de redémarrages. L'existence de telles contraintes réduit considérablement la flexibilité opérationnelle du contrat tolling et complexifie sa valorisation (Deng et Xia, 2003 ; Woo, Olson et Orans, 2004). Ce contrat est seulement adapté aux fournisseurs présents simultanément dans l'amont et l'aval gazier. Ces derniers arbitrent selon les prix de marché du gaz et de l'électricité entre vente du gaz sur le marché de gros, sur le marché de détail, ou son utilisation pour la production électrique. Ils peuvent alors bénéficier de la différence entre le prix de l'électricité vendue et le prix de marché de gros du gaz, le *spark spread*. Le contrat tolling n'offre donc pas d'intérêt particulier pour un fournisseur pur commercialisant de l'électricité.

Impact potentiel du coût de la couverture sur la compétitivité-prix

Un contrat de couverture à un « coût » pour un fournisseur. Il vise à réduire la variabilité des coûts et non leur niveau. Un fournisseur doit réaliser le bon équilibre entre une minimisation de ses risques et ses objectifs de marge et de parts de marché. Les anticipations et la temporalité sont critiques dans les stratégies de couverture des prix. L'exemple du marché anglais en 2007 illustre le large surcoût potentiel généré par un mauvais arbitrage en termes de couverture. En effet, si l'achat d'électricité à 360 jours pour les hivers 2005-2006 et 2006-2007 permettait de se couvrir des hausses de prix survenues à la date de livraison de l'électricité (les prix ont augmenté, la couverture s'est révélée efficace *ex post*²), la situation était inverse pour l'hiver 2007-2008 puisque les prix ont baissé à l'approche de la date de livraison de l'électricité (*ex post* la couverture s'est révélée inefficace). La volatilité du prix d'un contrat à terme s'explique par le fait que les facteurs de variabilité de ce prix sont les anticipations d'évolution des facteurs qui déterminent le prix spot. Un contrat à terme n'est donc pas, en dynamique, une assurance systématiquement efficace contre le risque-prix. Un coût de couverture trop élevé sera, *in fine*, reporté sur le prix de vente au consommateur final (le coût de couverture est un coût caché) et entraînera des pertes de part de marché. Dans l'impossibilité d'un transfert sur les prix de vente, le surcoût amputera la marge commerciale du fournisseur pur. Le coût de couverture varie en fonction de deux facteurs. Le premier facteur est le niveau de liquidité sur un marché de gros. Il va dépendre en particulier du degré d'intégration verticale des fournisseurs sur ce marché.³ La faible liquidité entraîne une hausse de la prime de couverture payée par les fournisseurs non intégrés et renforce, de fait, l'avantage concurrentiel d'une intégration verticale. Le second facteur est le niveau d'incertitude sur un marché. La volatilité des marchés du gaz et du carbone amplifie les oscillations des prix électriques et entraîne une hausse du coût de couverture à court terme. Un contrat de fourniture d'achat d'électricité pour l'hiver à un mois peut être 30% supérieur à l'achat de la même électricité la veille pour le lendemain.

Source : *Power in Europe*, Nov. 2006.

¹ Le fournisseur britannique Centrica a ainsi signé en 2002 un *tolling contract* d'une durée de 17 ans pour la construction d'une centrale à gaz d'une capacité de 860 MW avec Intergen.

² Source : Heren Energy

³ En Angleterre, les six principaux fournisseurs sont verticalement intégrés (le coût de la prime de risque est donc internalisé). Compte tenu de leurs moyens de production, ces fournisseurs ont faiblement recours au marché de gros pour s'approvisionner.

3.4 La contribution du portefeuille de contrats de vente à l'atténuation des risques de fourniture

Un fournisseur peut également recourir à différents types de contrat de vente pour atténuer les risques. Nous étudions les quatre formes contractuelles les plus observées : contrats à prix « plats », contrats « *time of day* », contrat « *spot pass through* », et contrats « interruptibles ».

Pour réduire le risque de pertes de parts de marché, certains fournisseurs offrent des contrats à prix et durée fixés allant de 3 à 5 ans. D'autres contrats (à l'instar du contrat flexible « *right to change* » de Vattenfall) permettent à un client détenteur d'un contrat de trois ans à prix fixe de changer de tarif au profit du nouveau prix de marché, en contrepartie d'un réengagement sur trois ans. Le problème de ces contrats de fidélisation est qu'ils n'immunisent pas le fournisseur contre les risques liés à un possible retournement à la baisse des prix de gros, qui conduirait au *price squeeze* mentionnée. La rigidité des contrats à prix plats expose donc le fournisseur à l'intégralité des risque-volume et risque-prix.

Les contrats de type « *time of day* » sont des contrats regroupant des heures de consommation au sein de segment à prix homogène par kWh. Dans ce type de contrat, le prix est fixé pour toute la durée du contrat mais varie en fonction du moment de la journée. Ce contrat est adapté aux consommateurs capables de modifier leur profil de demande pour consommer pendant les heures où les prix sont moins élevés. Il n'est donc pas généralisable à tous les segments de clients, notamment aux clients résidentiels qui ne sont pas équipés des équipements adéquats (compteurs intelligents), hormis quelques expériences pilotes. Comparativement à un contrat à prix plat, une partie des risques est transférée aux clients qui sont incités à consommer durant les périodes où les prix sont plus faibles. En conséquence, la prime de risque exigée par le fournisseur sera inférieure à celle d'un contrat à prix plat. L'enjeu pour le fournisseur réside dans sa capacité à regrouper des heures de consommation au sein de segments durant lesquels les prix de gros sont relativement homogènes pour réduire l'exposition au risque-prix. Cependant, bien que permettant une régulation de la demande par des tarifs différenciés (prix de pointe et de base), les prix d'un contrat « *time of day* » ne reflètent pas la volatilité réelle et le risque-prix persiste.

Dans les contrats « *spot pass through* », le prix de gros est transféré aux clients finals. Le fournisseur ne supporte donc plus le risque-prix¹. En théorie, un contrat spot couvre le fournisseur contre les risque-volume et risque-prix en lui permettant de s'approvisionner sur le marché spot selon ses besoins, réduisant *de facto* le coût de correction des écarts entre ses prévisions et la consommation réelle de son portefeuille clients. Ce type de contrat présente néanmoins trois limites.

D'une part, malgré l'indexation, le risque-prix persiste puisque les prix de détail ne transmettent pas les variations des prix de gros en temps réel. Le prix du contrat de vente est une moyenne bimensuelle (ou mensuelle) des prix spot.²

¹ En 2006, 82% des clients du fournisseur suédois Telge Energi avaient opté pour un contrat indexé sur les prix spot et 9% des clients pour des contrats mixtes dont le prix représentait une moyenne annuelle pondérée entre un prix fixe sur 6 mois et un prix spot moyen sur les 6 autres mois de l'année.

² D'autant plus que ces contrats sont souvent assortis de plafonds pour offrir une sécurité aux clients en contrepartie d'une prime d'assurance annuelle fixe.

D'autre part, l'aversion au risque des clients dit « résidentiels », rend peu probable une généralisation de ce type de contrats. Enfin, avec un contrat spot, le fournisseur transfère aux clients la gestion des risques, élément pivot de la valeur ajoutée d'un intermédiaire sur un marché électrique.¹

Les contrats « interruptibles » permettent à un fournisseur de suspendre quelques heures unilatéralement ses « livraisons » d'électricité lors des périodes de pics de prix de gros. Un contrat interruptible permet de réguler la demande pour réduire les risques liés à la correction des écarts sur le marché de gros. En contrepartie, les consommateurs bénéficient de prix moins élevés et d'une compensation financière proportionnelle au nombre d'interruptions subies. Ce contrat est seulement adapté aux clients considérant comme excessive la prime de risque insérée dans les contrats à prix plats et n'est donc pas généralisable.

En complément des possibilités de transfert partiel des risques aux clients finals, les gros fournisseurs peuvent utiliser leur portefeuille de contrats de détail comme couverture via une agrégation des risques sur une échelle élargie et bénéficier d'effets de foisonnement. Compte tenu de l'imparfaite corrélation entre les consommations individuelles, la consommation agrégée est moins volatile que chaque consommation considérée séparément. L'exposition aux risques d'approvisionnement diminue donc avec le développement du portefeuille clients.

La complémentarité des profils de consommation des différents segments d'un portefeuille aval atténue le risque global. Un gros fournisseur pourra, par exemple, exploiter les souplesses offertes par son portefeuille de contrats de ventes grâce notamment aux capacités d'effacement contractuelles de certains clients industriels (à l'instar des contrats dit « d'effacement jour de pointe » qui permettent de simuler la détention de stock).

On ne peut que noter les difficultés de gestion de risque inhérentes à l'harmonisation d'un portefeuille de contrats d'approvisionnement avec celui des contrats de vente. La combinaison de portefeuille de contrats d'approvisionnement et de ventes n'offre qu'une couverture incomplète des risques de fourniture. Pour gérer ses risques, un fournisseur devra donc élargir sa stratégie de portefeuille en s'appuyant sur des actifs physiques de production en complément à ses contrats.

4. La couverture des risques par la détention d'actifs physiques

A la différence d'un approvisionnement par contrat, l'intégration amont restaure la symétrie en termes de niveau d'exposition aux risques entre l'amont et l'aval. En effet, compte tenu de l'inélasticité de la demande par rapport au prix, le profit d'un fournisseur pur dépend des prix de gros et des prix de détail alors que celui d'un producteur pur ne dépend pas des prix de détail. La marge d'un fournisseur pur est donc plus exposée que celle d'un producteur pur.² L'amont et l'aval ont des structures de risques asymétriques.

¹ L'absorption des risques est au cœur de l'activité de transformation contractuelle d'un intermédiaire. La capacité d'un fournisseur à proposer des contrats innovants de couverture de risques constitue un avantage concurrentiel décisif.

² De plus, un fournisseur définit sa stratégie marketing sous incertitude (sans connaître le niveau réel de la demande) alors qu'un producteur connaît le niveau de ses débouchés lorsqu'il décide de produire de l'électricité.

De ce fait, l'intégration amont partielle par le développement d'actifs physiques permet de réduire les risques-volume et les risques-prix auxquels est soumis le fournisseur d'électricité. Le risque-volume est réduit par la flexibilité inhérente à la détention d'un parc de centrales capables de fonctionner en périodes de pointe et de base pour tenir compte des aléas structurelles de la demande. En effet, des centrales de production offrent, pour un fournisseur intégré, l'option (et non l'obligation) de produire de l'électricité (pour au moins une partie d'entre elles). L'intégration amont confère ainsi une flexibilité opérationnelle non duplicable dans un contrat de fourniture à travers des clauses volumétriques.

Le risque-prix est réduit par la combinaison de deux facteurs : la moindre exposition à la volatilité des prix de gros pour les corrections des écarts entre les prévisions de consommation et la consommation finale réelle, et la réduction du périmètre du portefeuille clients exposé au *price squeeze*¹. Un fournisseur pur pourra donc, en fonction des segments de marché, choisir de s'intégrer verticalement sur la totalité de ses besoins anticipés ou sur une partie d'entre eux². En cas de retournement des prix de gros, seule la fraction du portefeuille clients approvisionnée par des contrats à prix fixes risque d'être perdue au profit de fournisseurs concurrents.

C'est pour se couvrir du risque-prix que le fournisseur Poweo a décidé d'investir (en partenariat avec l'électricien autrichien Verbund) dans une centrale à cycle combinée gaz-vapeur (CCGT) d'une capacité de production de 400 MW opérationnelle depuis le 1^{er} semestre 2008. Avec cet investissement en semi-base, le fournisseur ambitionne une couverture de 30% de son portefeuille clients. L'investissement dans une CCGT plutôt qu'une technologie de pointe (TAC) permet à Poweo d'amortir ses coûts fixes sur un nombre d'heures annuels plus élevé et réduire ainsi l'incertitude de son revenu net horaire via une moindre dépendance à l'égard des pics de prix de gros (Romano, 2006 ; Defeuilley et Meunier, 2006). Outre le bénéfice direct en termes de couverture du risque-prix, la détention d'actifs physiques renforce le pouvoir de négociation de Poweo sur le marché de gros.

¹ La moindre dépendance à l'égard du marché de gros combinée à la diminution du risque de contrepartie ont pour effets une baisse de la prime de risque exigée dans les contrats d'approvisionnement.

² L'intégration amont a représenté un levier pour EDF Energy lui permettant d'être auto-suffisant pour répondre à la consommation de ses clients résidentiels. Il continue à utiliser des contrats d'approvisionnement pour la fourniture de ses clients industriels.

La stratégie d'approvisionnement de l'opérateur britannique Centrica s'inscrit dans une logique de portefeuille combinant l'approvisionnement par contrats et la détention d'actifs de production d'électricité. En plus du contrat de tolling signé en 2004, Centrica a signé un contrat d'approvisionnement avec l'opérateur nucléaire British Energy pour une durée de quatre ans. Dans une logique de diversification du risque-prix « combustible », l'opérateur a conclu en 2007 un contrat d'approvisionnement d'électricité en base de 600 MW indexé sur le prix du charbon pour 5 ans. Pour diversifier son portefeuille de contrats, Centrica s'engage dans des contrats dont les durées, prix, et quantités diffèrent. Cependant, la nature aléatoire de la demande contraint Centrica à réaliser systématiquement des ajustements volumétriques à très court terme sur les marchés day ahead ou du temps réel. Pour minimiser les ajustements sur ces marchés, l'approvisionnement par contrats a été complété par des investissements dans des centrales de production électrique. Les actifs physiques ont progressivement acquis une dimension centrale pour la couverture des risques. Sur les cinq dernières années, Centrica a investi à hauteur de 3,4 GW de capacités flexibles de production en CCGT. Un investissement dans une centrale CCGT de 885 MW est en cours. Centrica ambitionne une couverture physique de 70% de ses besoins en pointe.

Un fournisseur intégré peut exploiter les souplesses de son portefeuille de centrales (déplacement d'arrêts, centrales mobilisables en quelques heures voire en quelques minutes [turbines à combustion/actifs hydrauliques] en fonction de leur valeur économique en arbitrant entre l'appel à ces équipements et des achats infra-journaliers sur le marché spot. Dans une étape ultérieure, le fournisseur pourra renforcer la diversification de son portefeuille de production (centrales à gaz, centrales à charbon, voire parts de centrales nucléaires) pour bénéficier d'une complémentarité entre les coûts et les risques de chacune des technologies. En combinant des actifs dont le rapport coût fixe/coût variable est complémentaire, un fournisseur minimise son coût moyen d'approvisionnement et maximise sa marge.

5. Conclusion

La faillite des fournisseurs purs sur les marchés de détail reflète l'incapacité de ce modèle organisationnel à gérer les risques liés à la fourniture d'électricité dans un contexte de forte concurrence en prix. Certes, l'achat d'électricité par des contrats réduit l'exposition des fournisseurs à la volatilité des prix de gros mais elle contraint simultanément leur flexibilité alors qu'ils font face à une demande structurellement aléatoire. Un fournisseur ne peut donc pas définir *ex ante* son niveau d'exposition aux risques. Celui-ci ne sera révélé qu'*ex post*, une fois la demande réelle connue. Les portefeuilles de contrats d'approvisionnement et de vente sont des instruments de couverture incomplets. Ils constituent des substituts imparfaits à la détention d'actifs physiques. Dans une perspective de gestion de risque, les actifs physiques apparaissent comme un complément indispensable aux contrats d'approvisionnement pour surmonter la « malédiction » du fournisseur pur.

Bibliographie

- Allaz, B et Vila, JL (1993), "Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency", *Journal of Economic Theory*, Vol. 59
- Amundsen, E and Bergman, L (2006), "Why has the Nordic Electricity market worked so well?" *Utilities Policy*, Vol. 14
- Bennett, M and Waddams Price, C (1999) "New gas in old pipes : opening the UK residential gas market to competition"; *Utilities Policy*, vol. 8
- Chao H.P. & Huntington H.G. (eds) (1998), *Designing Competitive Electricity Markets*, Kluwer.
- Chao H.-P., Oren S., and Wilson R. (2008), "Reevaluation of Vertical Integration and Unbundling in Restructured Electricity Markets" in F. P. Sioshansi (ed.), *Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, and Performance*, London, Elsevier
- CRE (2006), Rapport d'activité, Juin
- Deng SJ, Xia ZD (2003). "Pricing and hedging power supply contracts: the case with tolling Agreements". Working paper. Georgia Institute of Technology
- Defeuilley, C. et Meunier G. (2006) « La gestion du risque d'une commodité non stockable : les limites d'une couverture financière », WP LARSEN
- DOE (2002), Annual Energy Outlook
- Geman, H, (2005), *Commodities and Commodity Derivatives. Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*. Wiley Finance editors

- Hull J.(2000), *Options, futures, and other derivative*, 4th Edition, Prentice-Hall, Englewood, NJ
- Hunt S. (2002), *Making Competition Work in Electricity*, Wiley.
- Hunt S., Shuttleworth G. (1997), *Competition and Choice in Electricity*, Wiley.
- Kaldor, N (1939) "Speculation and Economic Stability" *Review of Economic Studies*, vol 7
- Kaldor, N (1940) "A Note on the Theory of the Forward Market", *Review of Economic Studies*, vol. 8
- Lautier D. & Simon Y. (2004), "La volatilité des prix des matières premières", *Revue d'Economie Financière*, vol. 74
- Lautier D. & Simon Y. (2006), *Marchés dérivés de matières premières et gestion du risque de prix*, Paris, Economica
- Littlechild, S. (2006), "Competition and contracts in the Nordic residential electricity markets", *Utilities Policy*, vol. 14
- Lora A.T, Santos J.R, Ramos J.L.M, and Exposito A.G, *Electricity Market Price Forecasting: Neural Networks Versus Weighted-Distance k Nearest Neighbors*, Lecture Notes in Computer Science, 2002, no. 2453
- Nogales F, Contreras J, Conejo A.J, and Espinola R. (2002), "Forecasting next-day electricity prices by time series models," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17
- Ordover, J.A, G.Salop (1990), "Equilibrium Vertical Foreclosure", *American Economic Review*, vol. 80
- Romano, E. (2006), « Analyse économique de la décision d'investissement dans une centrale à turbine à gaz à cycle combiné », EDF R&D, Clamart
- Saguan M. (2007), *Analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du temps réel*, Thèse pour l'obtention du Doctorat en Sciences Economiques, Université Paris Sud, Sceaux
- Spulber, D.F (1996), "Market microstructure and intermediation", *Journal of Political Economy*, Vol 10
- Spulber, D.F (1999), *Market microstructure : intermediaries and the theory of the firm*, Cambridge University Press, Cambridge
- Stoft, S. (2002), *Power System Economics : Designing Markets for electricity*. IEEE Press/Wiley-Interscience
- Sturluson, J (2003). "Topics in the Industrial Organization of Electricity markets", Stockholm School of Economics, Stockholm
- Szkuta B.R, Sanabria L.A, and Dillon T.S (1999), "Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14
- Woo CK, Olson A, Orans R (2004), "Benchmarking the price reasonableness of an electricity tolling agreement". *Electricity Journal*, vol. 17
- Working, H (1949), "The Theory of the Price of Storage", *American Economic Review*, vol. 39