

Working Paper n°1

Novembre 2006

GIS
arsen

Laboratoire
d'Analyse
économique des
Réseaux et des
Systèmes
Énergétiques

**La gestion du risque
d'une commodité non
stockable : les
limites d'une
couverture financière**

Christophe Defeuilley

Guy Meunier

Novembre 2006

La gestion du risque d'une commodité non stockable : les limites d'une couverture financière

Christophe Defeuilley & Guy Meunier¹

Summary : the reforms endeavour in the electric sector should have led to a complete reshaping of the industrial structures, regulation modes and exchanges coordinating devices. Instead, most of the electric systems remain organized around vertically integrated companies, reducing the scope of decentralized transactions. The purpose of this paper is to show that, far from being framed by institutional factors, this situation is closely related to the specific « physical » feature of the electric commodity. Non storability, raising the risks supported by electric companies and traders, impedes the development of a liquid short-term financial market and plays as a strong incentive to vertical integration.

Résumé : Alors que les réformes entreprises depuis une quinzaine d'années devaient conduire à un renouvellement des formes de régulation, des modes de coordination et des structures industrielles, les systèmes électriques restent organisés autour de groupes verticalement intégrés, laissant peu d'espace au développement des transactions décentralisées. L'objet de cet article est de montrer que cette situation est moins la conséquence de facteurs institutionnels que d'une spécificité « physique » propre à l'électricité, qui la différencie de la plupart des autres commodités. La non-stockabilité accentue le profil de risque, ce qui joue à la fois comme un frein au développement des produits de couverture de court-terme et comme une incitation à une intégration verticale poussée.

¹ LARSEN et EDF R&D ; LARSEN et CIRED (EHESS & CNRS), respectivement. Ce travail a bénéficié des échanges et des commentaires de David Allouche, François Carême, Claude Crampes, Hubert Fédry, Dominique Finon, Pierre-Noël Giraud, Eric Lefèvre, Benoît Lepouzé, Sylvie Lupton, José-Antonio Lopez, Nadia Oudjane, Elliot Romano, Marc Trotignon, Mehrdad Wahabi et Jérôme Wirth et un évaluateur. Qu'ils en soient remerciés. Les vues exprimées dans cet article n'engagent que leurs auteurs.

1. Introduction

Les réformes qui touchent le secteur électrique redessinent les structures industrielles, les formes de régulation et les modes de coordination précédemment en vigueur. Dans ce nouveau contexte, les échanges décentralisés sont appelés à jouer un rôle prépondérant. L'évolution d'un secteur historiquement organisé autour de prix administrés et d'une structure industrielle verticalement intégrée en situation de monopole vers un « idéal-type concurrentiel », nécessite que plusieurs facteurs soient réunis. Il faut tout d'abord s'assurer de la qualité et la pertinence des « architectures de marché » élaborées pour organiser les échanges et sécuriser les transactions. Il est également nécessaire que se développent des instruments financiers permettant de couvrir les risques créés par la fluctuation des prix (Stoft S. *et al*, 1998). Enfin, de nouveaux acteurs doivent pouvoir entrer sur les segments concurrentiels pour y exercer une pression sur les entreprises en place, en profitant de la diminution des barrières à l'entrée institutionnelles et techniques, traditionnellement importantes dans le secteur électrique. Une relation d'interdépendance dynamique pourrait alors s'enclencher entre l'expansion des activités des nouveaux entrants, la progressive substitution des échanges décentralisés aux transactions internes et le développement des marchés.

Or, quinze ans après les premières réformes, cette transformation tarde à se concrétiser. Après une phase caractérisée par l'émergence de nouveaux entrants, porteurs de modèles d'activité innovants, ces dernières années ont vu la quasi-disparition des producteurs et des commercialisateurs indépendants, combinée avec un repositionnement des activités des traders. Les instruments de couverture du risque se sont peu développés. La structure industrielle, qui se stabilise autour d'oligopoles verticalement intégrés, laisse peu d'espace au développement des transactions décentralisées. Quel diagnostic peut-on faire de cette situation ? Faut-il la considérer comme transitoire, liée à l'apprentissage de nouveaux modes de fonctionnement et à la résolution graduelle des problèmes engendrés par la mise en place des architectures de marché (Hogan P., 2002) ? Ou bien est-ce là un phénomène structurel et durable, les spécificités du secteur électrique faisant obstacle à une coordination essentiellement décentralisée des échanges ?

Dans cet article, nous montrons que le caractère non-stockable de l'électricité, en aggravant les risques auxquels sont confrontés les intervenants sur le marché, est le facteur principal qui, d'une part, fait obstacle au développement des produits à terme et qui, d'autre part, favorise une intégration verticale poussée des structures industrielles. Cette analyse s'appuie sur une comparaison avec les secteurs des commodités qui, bien que partageant beaucoup de points communs avec l'électricité, s'en différencient par la stockabilité de leurs productions¹.

L'article s'organise de la manière suivante. Après avoir décrit les mécanismes qui permettent l'utilisation des produits financiers de couverture des risques de court terme dans les commodités (section 2), nous verrons que la non-stockabilité de

¹ Malgré un emploi fréquent dans la littérature, le terme de commodité, n'a pas de définition clairement établie (Geman H., 2005). Dans la suite de l'article, nous entendons par commodité l'ensemble des biens qui sont échangés en grande quantité entre de nombreux acteurs et partageant des caractéristiques et des standards communs. Ce sont ces standards qui définissent la commodité, et non des qualités inhérentes au produit, l'identité du producteur ou l'origine géographique. Actuellement, plusieurs dizaines de commodités s'échangent de par le monde, des produits de l'agriculture, aux métaux, en passant par les produits énergétiques, les plastiques ou le fret maritime (CRB, 2005).

l'électricité est un frein à leur emploi (section 3). Les produits à terme n'étant utilisés qu'à courtes échéances, les industriels doivent prendre en charge les risques liés à l'investissement en adoptant des stratégies de concentration et d'intégration verticale. Dans l'industrie électrique, les entreprises sont incitées à une intégration verticale plus marquée que dans les commodités, la non-stockabilité étant là aussi en cause (section 4).

2. Les commodités, des marchés liés dans le temps et l'espace

Faible élasticité de l'offre au prix, effet amplificateur des évolutions de la demande, sensibilité aux aléas : les commodités, au-delà des spécificités propres à chacune d'entre elles, réunissent un ensemble de facteurs qui favorise d'importantes fluctuations de prix. L'ampleur de ces variations, qui dépend de l'horizon de temps considéré, forme un profil de volatilité.

A (très) court terme (de l'infra-journalier à une période de quelques semaines), les prix des commodités varient relativement peu, les possibilités de stockage atténuant les évolutions brusques consécutives à des chocs sur les fonctions d'offre ou de demande. Les variations journalières des commodités ne s'écartent pas de manière significative de la moyenne. Les variations d'un mois sur l'autre ne sont pas plus importantes. P. Cashin *et al.* (2002) estiment, à partir de données concernant 36 commodités (agricoles et minières) et s'étendant sur la période 1957 – 1998, que l'amplitude moyenne mensuelle d'évolution des prix est de 1,6%. Sur le court-moyen terme (de quelques mois à plusieurs années), les variations des prix prennent un caractère cyclique (Cashin P. & Mc Dermott J., 2002). Ce comportement cyclique des prix est entretenu par des épisodes successifs de sous-capacité et de sur-capacité (Crowson P., 2001).

Ce n'est pas tant la variabilité que le caractère incertain de l'évolution des prix qui pose problème. Un système de marchés conditionnels complet permettrait aux intervenants d'assujettir leurs transactions à la réalisation d'aléas et d'être ainsi parfaitement couverts vis à vis du risque. Or, les marchés de commodités sont incomplets. Ce qui conduit les intervenants à utiliser les marchés qui sont à leur disposition pour gérer le risque, en particulier les marchés à terme. En effet, ceux-ci leur permettent d'amoinrir l'aléa sur leur revenu, en s'assurant, par exemple, d'un prix de vente fixe. Ainsi, l'utilisation théorique élémentaire d'un contrat à terme comme couverture consiste à contracter à un prix sûr la vente ou l'achat d'une production à une échéance de temps différée¹. En pratique, un intervenant n'est pas certain de trouver une contrepartie à son opération de couverture au bon moment et au bon endroit, ainsi il utilisera un contrat à terme qu'il dénouera avant expiration pour réaliser une transaction locale au moment le plus opportun. Il bénéficiera alors d'un revenu (quasi) certain et sera peu affecté par l'évolution des prix entre les deux dates.

¹ On distingue deux types de contrats à terme. D'une part, les *forward*, échangés sur les marchés OTC, marchés bilatéraux qui s'organisent directement entre acheteurs et vendeurs, par l'intermédiaire de courtiers ou via des plate-formes d'échange (hubs), généralement localisées à des nœuds de production, de transit ou d'importation. D'autre part, les *futures*, qui s'échangent sur des bourses organisées, où les transactions se réalisent sur une base multilatérale et anonyme. La standardisation des *futures* et l'existence d'une chambre de compensation permettent d'éliminer le risque de contrepartie. Les contrats peuvent alors s'échanger plus facilement avant leur terme (très peu donnent lieu à livraison physique), ce qui n'est pas le cas des *forward*.

On note :

- $S(t)$, le prix spot à l'instant t ,
- $f(t, T)$, le prix d'un contrat à terme contracté en t de terme T ,
- $b(t, T) = f(t, T) - S(t)$, la base.

Le revenu de l'intervenant est le suivant, avec t la date de début des opérations, T l'échéance à laquelle il prévoit de vendre, et $T-j$ la date à laquelle il vend effectivement, annulant ainsi sa position :

En t il vend un contrat à terme : $f(t, T)$

En $T-j$ il annule sa position ($-f(T-j, T)$) et vend sur le spot ($S(T-j)$)

$$R = [S(T-j) - f(T-j, T)] + f(t, T) = f(t, T) - b(T-j, T)$$

$$\text{Avec } b(T-j, T) = -S(T-j) + f(T-j, T)$$

Ces opérations de couverture sont rendues possibles par l'étroite liaison qui existe entre prix spot et prix à terme, à la fois au niveau spatial et temporel.

Liaisons spatiales. Les marchés sont géographiquement liés entre eux par le coût du transport, ce qui permet d'utiliser des contrats à terme en un lieu donné pour couvrir des opérations qui s'effectuent ailleurs. Les liaisons entre marchés régionaux sont d'autant plus étroites que le marché du transport est fluide, ouvert et réactif et que la tarification qui s'y applique permet de révéler la rareté de la ressource. Cela crée les conditions d'émergence d'un marché mondial, où s'établit un prix unique de référence, même si les échanges physiques restent des transactions de proximité¹. Il faut considérer les principales bourses de commodités comme des nœuds d'échange locaux, qui, pour des raisons historiques et institutionnelles, sont parvenues à se transformer en des structures organisées capables de fixer des prix de référence pour l'ensemble du marché. C'est la raison pour laquelle les volumes physiques qui y transitent sont modestes².

Liaisons temporelles. Prix spot et prix à terme sont liés dans le temps par les anticipations des acteurs et par le stockage. Selon la théorie du déport normal le prix à terme serait un estimateur du prix spot en T étant donné les informations disponibles en t , biaisé par l'aversion au risque des acteurs. La différence entre le prix *future* $f(t, T)$ et l'espérance des anticipations du prix spot $S(T)$ représente la valeur que les acteurs donnent à la couverture.

$$f(t, T) = E[S(T) / \text{info}_t] - \text{prime de risque} \quad (1)$$

Cette analyse de la relation entre spot et *futures* est complétée par la théorie du stockage, qui établit une relation entre le prix à terme $f(t, T)$ et le prix du spot au moment de la signature $S(t)$, en considérant qu'un acteur peut choisir d'acheter sur

¹ Prix de référence unique, ou co-existence de plusieurs prix régionaux, mais fortement corrélés les uns aux autres par le coût du transport (pétrole, charbon).

² En 2003, moins de 8% de la production mondiale de cuivre a transité par les bourses organisées, dont 6% sur le LME à Londres, qui fixe le prix mondial de référence. Grâce à un réseau de dépôts agréés situés en Asie, Europe et Amérique du Nord, acheteurs et vendeurs actifs sur le LME livrent ou prennent livraison des commodités à différents endroits du monde. Ces points constituent donc des ramifications au nœud d'échange local qui a historiquement servi de point de départ à la bourse.

le spot et de stocker jusqu'en T ou de se couvrir avec un contrat d'échéance T . Deux éléments établissent le sens de cette relation : d'une part, le coût du stockage (coût physique et financier de la détention d'actifs) et, d'autre part, la valeur attribuée à ce stockage (*convenience yield*). Le *convenience yield* mesure les bénéfices nets attendus liés à la détention de produits qui peuvent être immédiatement mis sur le marché : c'est la valeur de la disponibilité. En effet, compte tenu de la rigidité des activités de production, de transport et de vente, la détention de stocks permet de répondre à une hausse imprévue de la demande ou de supporter plus facilement un problème d'approvisionnement. En notant cy le *convenience yield* exprimé comme le taux de bénéfice à détenir un stock à un instant¹, cs le coût instantané de stockage exprimé aussi comme un taux, et r le taux d'intérêt courant, en absence d'arbitrage, on a la relation :

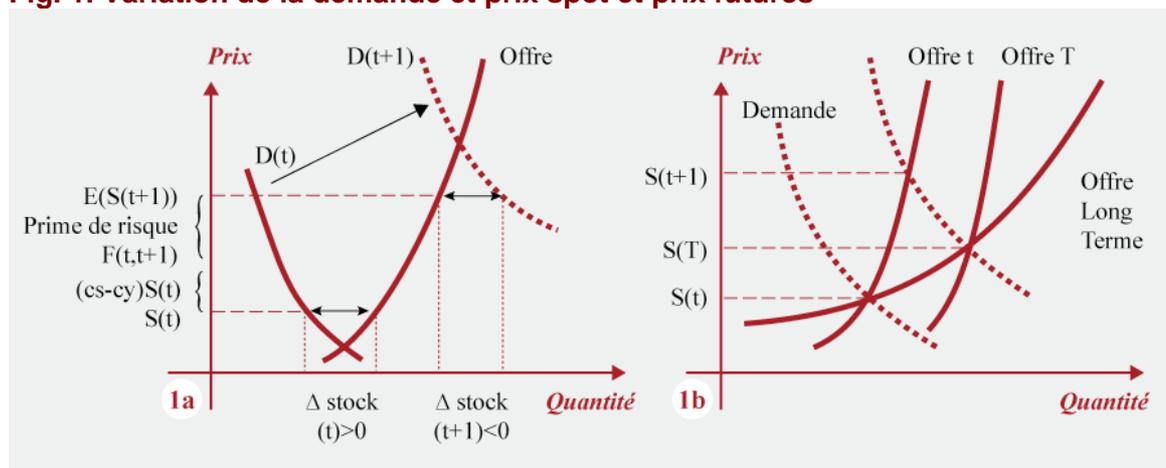
$$f(t, T) = S(t) e^{(r+cs-cy)(T-t)}$$

En linéarisant :

$$f(t, T) = S(t)[1+r(T-t)+cs(T-t)-cy(T-t)] \quad (2)$$

Le schéma suivant illustre cette cohésion temporelle des prix : la demande s'accroît entre t et $t+1$ (fig 1a), ce qui augmente les prix. Cette hausse est anticipée par les intervenants. En t le prix du *future* est de $f(t, t+1) = E(S(t+1)) - \text{prime} < E(S(t+1))$, situation de déport normal expliquée par l'aversion au risque des producteurs. Les intervenants forment des stocks en t : la variation de stock est positive. Ils anticipent à l'aide du *future* qu'ils pourront revendre une part de leur stock en $t+1$: la variation de stock devient négative. L'existence de stock a deux impacts : d'une part la variation des prix due à la variation de la demande est moindre qu'en absence de stock (dans ce cas les prix seraient à l'intersection des courbes de demande et d'offre sur la figure 1a) et d'autre part les prix du *future* et du spot en t et en $t+1$ sont liés entre eux. Si l'augmentation de prix est liée à une modification durable de la demande, les producteurs adapteront leur offre (figure 1b) en modifiant les quantités de facteurs fixes.

Fig. 1. Variation de la demande et prix spot et prix futures



Source : auteurs

Selon que le prix à terme $f(t, T)$ est supérieur ou inférieur au prix spot $S(t)$, la situation est qualifiée de report (*contango*) ou de déport (*backwardation*). Les intervenants annulant généralement leur position et vendant sur le spot à un

¹ Le bénéfice à détenir la commodité entre t et $t+dt$ est $S(t).cy.dt$.

moment différent du terme du contrat future initial, il existe un risque de base. La valeur de la base est liée aux possibilités d'arbitrage par le stockage entre $f(t, T)$ et $S(t)$, comme l'illustre l'équation (2). En situation de report, l'écart entre le prix à terme et prix spot ne peut dépasser le coût du stockage : un prix *future* supérieur conduira les acteurs à réaliser du *cash and carry*. En situation de déport, l'écart ne pourra pas être supérieur au *convenience yield*¹ : un prix spot supérieur amènerait les acteurs à effectuer du *reverse cash and carry*. Le risque de base est donc lié au niveau général des stocks, qui conditionne la valeur que chaque acteur attribue à la détention d'actifs physiques, et à leur coût. Evoluant entre deux termes (coût du stockage et *convenience yield* marginaux), aux évolutions opposées (le coût marginal du stockage est supposé croître avec les stocks), la valeur de la base est soumise à des forces de rappel qui en limitent la variation (Giraud P.N., 2003).

Ce risque de base se réduit à mesure que l'échéance du contrat se rapproche ($f(t, T)$ tend vers $S(T)$ quand t tend vers T), parce que, d'une part, les informations sur l'état du monde sont progressivement incorporées dans les prix et, d'autre part, parce que le coût du stockage baisse tendanciellement à mesure que s'approche l'expiration du terme. Le mouvement de convergence entre les deux prix (spot et à terme) permet le développement des opérations d'achat et de vente des produits à terme avant leur échéance. Cela contribue à la « financiarisation » du marché : les acteurs sur le physique mettent en oeuvre des stratégies de couverture en utilisant des *futures* qu'ils annulent avant terminaison, créant ainsi les conditions d'émergence d'un marché purement financier d'achat et de vente de contrats à terme.

3. L'électricité, une non-stockabilité qui segmente les marchés

Si les commodités peuvent se prévaloir d'un marché financier liquide et actif, où les échanges de produits à terme sont des dizaines de fois plus importants que les échanges conduisant à des livraisons physiques, ce n'est pas le cas de l'électricité. Sur les marchés électriques, les intervenants réalisent des transactions portant essentiellement sur des produits physiques (spot ou à terme). La raison principale tient à la non-stockabilité de l'électricité, qui, d'une part, segmente les marchés, et d'autre part, contribue à augmenter la volatilité des prix. Ce dernier effet est accentué par une forte inélasticité de la demande aux prix.

Cette forte variabilité, associée au relâchement de la cohésion du système de prix, rend particulièrement aléatoire les opérations de couverture à terme dénouées avant échéance. La production d'électricité doit à tout moment suivre les évolutions de la consommation, sans que des possibilités de stockage (hormis l'eau pour certaines installations de production hydraulique) puissent jouer de rôle-tampon avec le niveau de demande instantanée. Cette caractéristique de non-stockabilité opère une différenciation du produit électricité dans le temps et dans l'espace (Newbery D., 2002)² et oblige à ce qu'un agent centralisateur, le gestionnaire de réseau de transport (GRT), centralise les informations techniques nécessaires à la

¹ A savoir : l'intervenant vendra son stock disponible pour acquérir des contrats *futures* jusqu'à ce qu'il considère que la valeur qu'il attribue à la détention de ce stock (*convenience yield*) égale l'écart entre le prix spot et le prix *future*.

² L'électricité échangée à une heure donnée rend compte de conditions d'offre et de demande particulières. C'est un produit qui voyage mal. Cela est dû, d'une part, aux contraintes liées au transport d'électricité (limites thermiques et de stabilité) et, d'autre part, au manque d'interconnexions entre systèmes électriques nationaux.

bonne gestion du réseau et s'assure que toutes les transactions s'équilibrent en temps réel (Pignon V. & Glachant J.M., 2005 ; Wilson R., 2002).

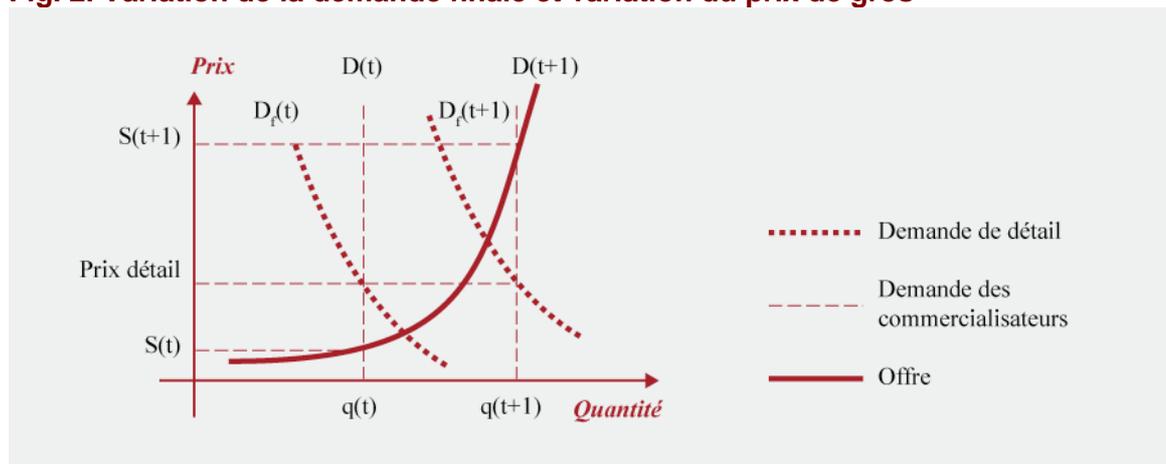
Par rapport aux autres commodités, l'électricité se caractérise par une volatilité plus forte et un profil inhabituel de variation des prix. Les prix de l'électricité présentent des pics particulièrement forts vers le haut. De plus, alors que, dans les autres commodités, les variations intra-périodiques peuvent être considérées comme des variations de second ordre autour d'une tendance, dans l'électricité les variations infra-journalières peuvent être supérieures à des variations hebdomadaires ou mensuelles.

En l'absence de stockage, les mouvements du prix de l'électricité ne dépendent que des variations de la demande et de l'offre sur le marché de gros. Les évolutions de court terme sont essentiellement dues aux variations de la demande. La demande d'électricité sur les marchés de gros est dérivée de la demande des marchés en aval (marché de détail alimenté par les commercialisateurs et marchés de produits dont l'électricité est un facteur de production). Une partie de la demande (essentiellement celle à destination des clients résidentiels) varie en fonction de l'heure, la saison, la température, la nébulosité, les habitudes culturelles et les événements de société. Au moment où l'échange physique a lieu, le commercialisateur n'est pas présent, il n'exerce pas de contrôle sur l'échange physique d'électricité entre les producteurs et les consommateurs finaux. La quantité d'électricité qu'il achète dépend du prix préalablement fixé entre lui et ses clients et non du prix de gros au moment de la consommation. Les consommateurs finaux ne sont pas sensibles aux prix sur le marché de gros. La quantité qu'ils soutirent ne dépend pas de ce prix. La demande du commercialisateur étant l'agrégation de ces quantités, sa demande est fortement inélastique aux prix¹.

Ainsi la demande sur les marchés de gros est extrêmement variable parce que :

- la demande des consommateurs de détail est variable dans le temps,
- le prix de détail ne transmet pas les variations de prix de gros en temps réel.

Fig. 2. Variation de la demande finale et variation du prix de gros



Source : auteurs

¹ Cette inélasticité est atténuée dans le cas des industriels gros consommateurs d'électricité qui peuvent réagir aux signaux-prix envoyés par le marché en ajustant partiellement leur demande à certaines heures.

Sur la figure 2, la demande des consommateurs de détail est élastique et varie dans le temps, le prix payé (prix de détail) ne varie pas. La quantité soutirée sur le réseau dépend donc de leur demande et du prix de détail, elle est donc inférieure à ce qu'elle « devrait » être lorsque les prix de gros sont inférieurs au prix de détail et supérieure lorsque les prix de gros sont supérieurs. Les variations sont donc amplifiées. Lorsque la quantité demandée approche les limites des capacités de production, l'offre étant elle aussi fortement inélastique, les prix de gros varient rapidement. L'absence de stockage empêche les commercialisateurs et les producteurs de mieux répartir consommation et production dans le temps. Cela explique l'extrême volatilité des prix.

Non seulement l'offre et la demande d'électricité sont fortement variables, mais beaucoup de ces variations sont difficilement prédictibles. Côté demande, si certains facteurs d'altération présentent un caractère connu (évolutions saisonnières, journalières ou hebdomadaires) d'autres ne le sont pas, comme les changements brusques de température. Côté offre, les conditions de production dépendent également d'éléments prévisibles (contraintes de disponibilité, plan de maintenance) et d'autres qui le sont moins (pluviométrie affectant brusquement le niveau des barrages, force du vent conditionnant la production d'origine éolienne, évolution des coûts des combustibles ou du prix du CO₂, indisponibilités fortuites, etc.).

L'absence de stockage rend impossible les arbitrages entre marché spot et marchés *futures*¹. Sans arbitrage inter-temporel, la cohésion du système de prix $S(t)$, $f(t, T)$ et $S(T)$ est moindre : le prix spot n'est plus lié par le stockage aux prix *futures* et spot à terme. Seule persiste la relation des anticipations et de l'aversion au risque entre $f(t, T)$ et $S(T)$. Ces anticipations sont formées à partir des informations disponibles en t , qui permettent aux intervenants de choisir entre l'achat au prix $f(t, T)$ connu et l'achat aux prix $S(T)$ incertains.

Les méthodes employées pour chercher à déterminer quel sera le prix spot à terme $S(T)$ consistent, soit à reconstruire les courbe d'offre et de demande, soit à utiliser un modèle statistique avec des variables explicatives. Mais dans le cas de l'électricité ces modèles ne semblent pas suffisamment performants pour guider efficacement les acteurs dans la formation de leurs anticipations. D'une part, le lien entre $S(t)$ et $S(T)$ est assujéti à de nombreux aléas. D'autre part, les informations pertinentes pour la détermination du prix spot ne sont connues qu'à des échéances très rapprochées. Les conditions climatiques sont très incertaines à un terme de plus de quelques jours et la disponibilité des moyens de production n'est pas toujours une information certaine. Même si le prix *future* est un estimateur du prix spot à terme, spéculer entre *future* et spot reste extrêmement risqué, y compris pour un horizon temporel de très court terme.

De plus la notion de base perd de sa pertinence dans le cas de l'électricité. La non-stockabilité et la structure temporelle de l'information empêchent une convergence forte de $f(t, T)$ vers $S(T)$. Une opération de couverture similaire à celles généralement effectuées sur les marchés de commodités n'est pas réalisable. L'échange physique de l'électricité se fait au moment ou elle est produite et consommée. Un producteur et un consommateur (industriel ou commercialisateur), désireux de couvrir la vente ou l'achat d'électricité ne pourront donc pas utiliser un *future* à un terme différent de la date où il prévoit de produire ou consommer.

¹ Seules les centrales hydroélectriques dites Stations de Transfert d'Énergie par Pompes (STEP) permettent de réaliser un tel arbitrage en pompant l'eau lorsque les prix sont bas et en produisant de l'électricité lorsque les prix sont élevés.

Ainsi, les opérateurs ne vont pas acheter de contrat *future* pour le dénouer avant son terme au moment où ils décident d'intervenir sur le spot local. La couverture ne peut être effective qu'en menant à terme le contrat *future*, ce qui limite la « financiarisation » du marché.

4. Gestion du risque, marchés à terme, concentration et intégration verticale

Des futures n'assurant pas de couverture sur le long-terme. Dans les commodités comme dans l'électricité, qu'ils soient utilisés avant échéance ou pour livraison physique, *futures* et *forward* ne proposent pas de couverture du risque supérieure à quelques années¹ et la grande majorité des transactions se concentrent sur des périodes plus courtes, essentiellement dans les deux derniers mois avant le terme des contrats. L'anticipation des prix à un horizon éloigné s'avère un exercice particulièrement difficile. Plus le terme est éloigné, plus le risque d'erreurs est important, en raison de l'augmentation des sources d'aléas et du manque d'information pertinente pour fonder la prise de décision. Pour parvenir à anticiper ce que seront les prix dans le futur, il faudrait en effet être capable de prendre en compte l'ensemble des variables qui jouent un rôle dans leur évolution tendancielle (fondamentaux guidant l'offre et la demande). Il faudrait également pouvoir représenter l'impact sur les prix des chocs ou des retournements liés à des stratégies d'acteurs ou à des modifications brutales des conditions de marché consécutives à l'irruption d'évènements imprévus.

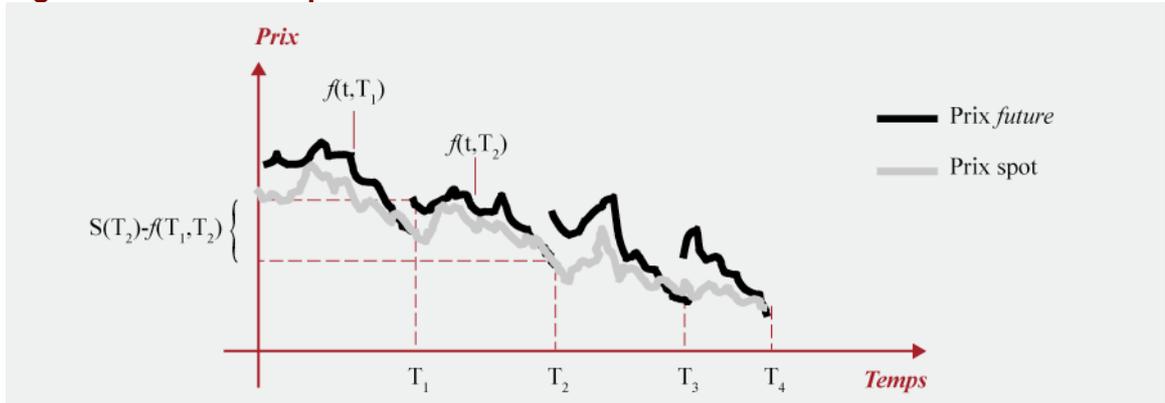
Il existe néanmoins une base théorique à l'utilisation de *futures* de court terme pour se couvrir des évolutions de prix à échéance de plusieurs années. Différents modèles proposent des solutions théoriques pour évaluer la rentabilité future d'un investissement du type gisement ou mine, et pour construire un portefeuille de couverture établi à partir d'une succession de contrats à terme de courte durée (voir Lautier D. & Galli A., 2001 ; Schwartz E. & Smith J., 2000 ; Schwartz E., 1998).

Cependant, force est de constater que les agents répugnent à les mettre en application dans les marchés de commodités et a fortiori dans les marchés électriques pour construire des stratégies de couverture de long-terme. Techniquement, cela suppose de multiplier les positions prises sur le marché des contrats *futures* de court terme (couverture en pile). Par exemple, l'intervenant achètera une quantité de *futures* à trois mois égale à tout ou partie de ses livraisons physiques durant les 10 prochaines années.

A la fin de chaque période, il clôt l'ensemble de ses positions sur les *futures* et rachète de nouveaux contrats pour la durée et la quantité restantes à couvrir. Cette stratégie de « stack and roll » crée à la fois des risques de cash flow (lié à un décalage entre la valeur des positions prises sur le marché à terme et le cours actuel) et des risques de base (lié à un différentiel de prix entre les prix fixes de livraison proposés par l'agent sur le long terme et les prix successifs des contrats *futures* avec lesquels il s'approvisionne).

¹ L'échéance la plus éloignée proposée par le LME pour les commodités dont il assure la cotation est de 63 mois. Il existe des contrats à terme jusqu'à 6 ans sur la bourse allemande de l'électricité (EEX) mais il semble que les contrats supérieurs à trois ans soient très peu liquides et leurs prix sont décorrélés de ceux des contrats de un à trois ans.

Fig. 3. Couverture en pile



Source : auteurs

La figure 3 représente une configuration où une stratégie de couverture en pile se révèle infructueuse. Dans cet exemple, le marché est en report et le prix spot décroît pendant deux périodes successives¹. Le prix de la couverture par unité est la somme des différences entre prix à terme et spot à chaque étape d'annulation :

$$P = \sum_i f(T_i, T_{i+1}) - S(T_{i+1})$$

Manifestement, les agents ne disposent pas des outils nécessaires pour construire un portefeuille de couverture de long terme à partir d'une succession de positions de court terme. Dans les secteurs des commodities et de l'électricité, les investisseurs (producteurs, commercialisateurs, transformateurs) ne peuvent pas complètement s'en remettre aux instruments de marché pour réduire l'incertitude qui entoure leurs décisions. Ils adoptent donc des stratégies qui s'organisent autour, d'une part, d'une forte concentration, qui leur permet de bénéficier d'un effet de taille ; et d'autre part, d'une intégration verticale plus ou moins poussée, qui réduit leur exposition aux fluctuations de prix.

Un fort degré de concentration. La plupart des marchés mondiaux des commodities métalliques et énergétiques sont dominés par quelques grands groupes. Hormis pour le charbon et l'acier, les parts de marché mondiales des 5 principaux producteurs oscillent entre 30% et 80% (entre 45% et 90% pour les 10 principaux) (voir tableau suivant). Elles sont plus importantes encore si l'on considère les capacités d'exportation et/ou les stocks.

La concentration dans les commodities est une tendance forte et ancienne. Essentiellement à cause des caractéristiques de coûts : économies d'échelle et « rentes différentielles »² dues à la qualité des gisements, qui introduisent un facteur discriminant entre les firmes et permettent à certaines d'entre elles de s'engager dans un processus cumulatif de croissance.

¹ Cela peut s'expliquer par l'aversion au risque des consommateurs : bien qu'anticipant une baisse du prix spot, ils achètent des contrats à terme à un prix supérieur au prix spot actuel.

² Elles rendent compte de l'hétérogénéité, d'un gisement à l'autre, de la rentabilité des activités d'extraction, due à la qualité variable des actifs naturels (conditions d'exploitation, teneur en minerai).

Tab. 1. Structure industrielle sur les marchés des commodités

Secteurs	Top 5	Top 10	Principaux groupes mondiaux
Charbon	14%	24%	Peabody, Rio Tinto, BHP
Acier	19%	28%	Mittal Steel, Arcelor, Nippon Steel
Cuivre	32%	45%	Codelco, BHP, Phelps Dodge
Aluminium	40%	51%	Alcoa, Alcan, Rusal
Minerai fer	45%	56%	CVRD, Rio Tinto, BHP
Nickel	55%	70%	Norilsk, Inco, BHP
Uranium	60%	88%	Cameco, Areva, Rio Tinto
Pétrole*	56%	68%	Aramco, NIOC, INOC
Coke	63%	n.d.	BHP, Elk Valley, AngloAmerican
Or	76%	n.d.	AngloAmerican, Newmont, Barrick
Platine	82%	n.d.	AngloAmerican, Impala, Lonmin

Parts de marché de la production totale mondiale. Chiffres 2004, sources : Morgan Stanley, BRGM, Mining Journal, the Economist, Peabody, 2005. * Réserves prouvées 2003

Indépendamment de la structure de coûts, la taille confère un avantage aux firmes dans un environnement d'évolutions cycliques des prix : meilleure rentabilité en haut de cycle et plus forte résistance lors des épisodes durables de prix déprimés, possibilité de tirer partie des opportunités d'investissement et de capter d'autres « rentes différentielles » en investissant à contre-cycle, coût du capital moins élevé. La taille peut ainsi donner les moyens de réaliser des opérations de croissance externe dans de bonnes conditions. Enfin, les opérations d'acquisition sont souvent motivées par la volonté d'augmenter les capacités de production et les réserves exploitables sans courir les risques et les aléas liés à la prospection.

La concentration se traduit soit par des fusions / acquisitions d'entreprises opérant sur le même marché, soit par la constitution de conglomérats diversifiés (BHP, Rio Tinto, AngloAmerican, CVRD), qui prennent des positions de premier plan dans plusieurs matières premières et dans certains produits énergétiques (charbon, notamment). Cette stratégie vise d'une part, à assurer une meilleure exploitation des gisements (beaucoup d'entre eux sont poly-métalliques). D'autre part, cela permet de diversifier les risques et de répartir les opportunités et les dépenses d'investissement sur des marchés dont les cycles de prix ne sont pas toujours synchrones (Crowson P., 2001).

En ce qui concerne l'industrie électrique, malgré le processus de libéralisation, qui s'est traduit par l'ouverture des marchés et a stimulé l'entrée de nouveaux concurrents tant en production qu'en commercialisation, on constate une tendance à l'augmentation du degré de concentration via des opérations de fusions/acquisitions. Les parts de marché des cinq principaux groupes électriques européens sont passés de 48% à 57% entre 1998 et 2004 (de 62% à 72% pour les 10 plus importants)¹. Dans l'industrie électrique, la taille facilite l'exploitation des économies d'échelle occasionnées par le déploiement de grands systèmes techniques intensifs en capital (en production et en transmission). Elle permet également de faire jouer des effets de série pour certaines technologies, de créer de meilleures conditions d'achat auprès des fournisseurs, d'assurer le foisonnement des consommations, ce qui garantit un meilleur étalement de la courbe de charge et un ajustement des réserves (Joskow P., 1996).

¹ Parts de marché exprimées en ventes d'électricité, calculées dans l'espace de l'Union Européenne à 15 pays membres.

Une intégration verticale plus poussée dans l'électricité. Alors que les commodités ont des caractéristiques qui incitent les industriels à choisir une intégration verticale partielle comme mode de gouvernance de leurs échanges, dans le secteur électrique l'intégration verticale est plus poussée¹.

Schématiquement, la filière industrielle des commodités se décompose de la manière suivante : a) extraction/production ; b) première transformation de la matière première brute en commodité ou produits semi-finis, c) seconde transformation en produits finis et commercialisation à destination des clients finaux industriels, d) transport et stockage liant entre eux les trois stades précédents et assurant la fourniture aux clients finaux (Crowson P., 1998). L'intégration des producteurs dans les stades aval de transformation leur permet de gérer le risque de débouché. Cela leur évite d'être trop dépendants des transformateurs non intégrés pour écouler leur production, réduisant ainsi les risques liés à des déplacements de marge au gré de l'évolution des conditions de marché. L'incitation à l'intégration est forte parce que le transformateur (*smelter*) représente l'essentiel des débouchés du producteur. Ce dernier fait donc preuve d'une forte aversion pour le risque dans l'organisation de ses transactions avec l'aval de la filière. L'intégration permet aussi aux producteurs d'intervenir dans le développement commercial, afin de promouvoir de nouveaux usages et de lancer des produits innovants (alliages, matériaux composites, etc.) susceptibles de les différencier de leurs rivaux et de faire face à la concurrence d'autres commodités (Giraud P.-N., 1983).

Pour autant, l'intégration verticale n'est que partielle. Tous les producteurs ne sont pas complètement intégrés vers l'aval. Tous les *smelters* et commercialisateurs de produits finis ne sont pas adossés à des producteurs.

Les commodités, seules, ou sous forme d'alliages, sont utilisées par des centaines de secteurs industriels et donnent lieu à la réalisation de milliers de produits finis qui sont incorporés dans les processus de production d'innombrables entreprises. La diversité des débouchés et l'étendue des marchés auxquels s'adressent les producteurs constituent donc une limite à leur stratégie d'intégration aval. Les coûts, en termes d'investissement à mobiliser pour proposer des produits finis adaptés à tous ces marchés seraient bien trop importants pour justifier une stratégie d'intégration verticale complète. D'autant plus que les usages se modifient en fonction des évolutions technologiques et des phénomènes de substitution entre matériaux. En conséquence, ce type de stratégie n'aura que peu d'effets de forclusion : la capacité à créer des barrières à l'entrée et à augmenter les coûts des rivaux en s'intégrant se heurte à la multiplicité des marchés et au nombre des concurrents réels ou potentiels (Salinger M., 1988). Dans leur stratégie d'intégration vers l'aval, les grands producteurs se concentrent donc sur les produits, les zones et les secteurs d'activité à haute valeur-ajoutée ou considérés comme stratégiques.

Au niveau des transformateurs et des commercialisateurs, l'incitation à l'intégration en amont est moins forte. Deux raisons principales y concourent. En

¹ L'intégration verticale est définie comme une forme d'organisation comprenant au moins deux processus de production liés entre eux : l'output du processus amont étant employé par le processus aval ou l'input du processus aval étant obtenu par le processus amont. Les bénéfices de l'intégration sont évalués par la différence entre les coûts d'organisation de ces deux processus de production médiatisés par le marché ou par l'organisation. Lorsqu'une partie de l'output amont n'est qu'une partie de l'input aval, il s'agit d'intégration partielle (Perry M., 1989).

premier lieu, les transformateurs non intégrés sont soucieux de diversifier leurs approvisionnements, de manière à pouvoir incorporer dans leur processus de production des matières premières de qualité différente et des matières premières secondaires (issues du recyclage) en fonction des demandes qui leur sont adressées et des conditions d'achat qui leur sont proposées. En second lieu, ils disposent sur les marchés financiers de contrats à terme qui leur permettent de se prémunir contre les fluctuations de prix entre le moment où ils achètent la commodité pour la transformer et celui où ils la vendent à leurs clients finals (Marquet Y. & Esquerre P., 2002). De ce fait, les transformateurs peuvent s'assurer d'un revenu certain sur un cycle de production de quelques mois, en achetant leurs matières premières à terme et en négociant les conditions de vente avec leurs clients (quantité, prix, calendrier de livraison). Ils sont en mesure de reproduire ces opérations sur le long terme dès lors que les marchés sont fluides, liquides et liés géographiquement entre eux ; que les produits achetés à terme couvrent la totalité de leurs besoins anticipés ; et que l'évolution des prix d'achat des commodités peut être répercutée sur les clients finaux d'une période sur l'autre.

De son côté, le secteur électrique présente des conditions de base différentes. Il se caractérise par la présence de complémentarités qui créent de forts besoins de coordination entre les différents segments de la chaîne de valeur (localisation et dimensionnement des ouvrages, définition d'un mix de production efficient, planification des opérations de maintenance, prévision de consommation, ajustements des variations imprévues des niveaux de production et de demande) (Kwoka J., 2002 ; Joskow P., 1996 ; Chao H.P. *et al.*, 2005). La plupart de ces nécessités accrues de coordination sont liées au caractère non-stockable et difficilement transportable de l'électricité. Historiquement, les acteurs du secteur, placés en situation de monopole, ont répondu à ces besoins en adoptant des structures verticalement intégrées (production – transport – distribution - vente). Avec le processus de dérégulation sont apparues de nouvelles modalités de coordination permettant de répliquer certaines des complémentarités autrefois réalisées à l'intérieur des organisations (GRT prenant en charge les aspects de planification, de renforcement des réseaux et de qualité de fourniture ; marchés d'ajustement assurant l'équilibre instantané offre - demande).

Cependant, l'incitation à l'intégration verticale demeure. Cela est attesté, d'une part, par le poids grandissant des groupes verticalement intégrés dans le paysage concurrentiel, et d'autre part, par la tendance qu'ont ces groupes à construire des positions amont – aval équilibrées (taux de couverture des ventes par la production tournant autour de 100%). Les instruments qui permettraient aux acteurs de réduire leur exposition face aux fluctuations de prix (produits à terme, produits dérivés) font défaut. Du fait des spécificités de l'électricité, producteurs et commercialisateurs se trouvent dans des situations de risques plus marqués que leurs homologues opérant sur les marchés de commodités.

En amont, un producteur d'électricité qui ne dispose pas d'un volet de vente certain est soumis aux mêmes aléas et aux mêmes risques qu'un producteur de commodité. Cependant, l'incitation à l'intégration est plus forte dans son cas, le segment aval de commercialisation de l'électricité étant moins hétérogène. La relative stabilité des utilisations du courant électrique, la faible transformation des produits, les possibilités de forclusion sont autant de facteurs qui poussent le producteur d'électricité à s'intégrer en aval plus complètement qu'un producteur de commodité.

En aval, la demande d'électricité est soumise à des variations qui ne peuvent pas être entièrement anticipées. Si des blocs horaires peuvent être échangés et faire l'objet d'achats à terme susceptibles de couvrir le besoin d'approvisionnement en base, il n'en est pas de même pour la fourniture en « dentelle »¹ qui, elle, doit faire l'objet d'interventions sur le marché spot. Un commercialisateur qui s'engage sur un volume de fourniture d'électricité avec ses clients sur une base annuelle ne pourra donc pas s'assurer du risque-prix en signant un contrat d'achat à terme d'un an sur la totalité de ses besoins.

Or, compte tenu du profil de volatilité des prix de l'électricité (forte variabilité journalière, épisodes de pics) et de la double exposition du commercialisateur (prix et quantité), la partie non couverte de sa consommation peut représenter une forte proportion de ses revenus². Même s'il peut acheter un *future* et compléter sa couverture en se dotant d'un moyen de production de pointe pour la période horaire de plus forte volatilité, le vendeur d'électricité a intérêt à se couvrir physiquement - non seulement sur la « dentelle », mais également sur la fourniture de base. En effet, en élargissant sa stratégie de couverture physique, le commercialisateur pourra bénéficier de deux effets positifs (Romano E., 2006).

- Il aura la possibilité d'amortir ses coûts fixes sur un nombre d'heures plus important et d'être moins dépendant des épisodes de pics de prix et donc de l'incertitude du revenu net horaire (le différentiel prix de marché - coûts marginaux de court terme) pour couvrir ses dépenses d'investissement³. Ce qui a des conséquences favorables sur le coût du capital.
- Moins dépendant du marché de gros pour se fournir en électricité, il réduira le risque de contrepartie qui affecte un intervenant partiellement couvert, ce qui lui permettra de négocier des conditions d'achat ou de vente sur le marché OTC (*forward*) plus avantageuses.

Théoriquement, le commercialisateur a la possibilité de restreindre sa stratégie de couverture physique uniquement à la « dentelle » en utilisant des produits dérivés (options « put ») susceptibles de couvrir ses besoins de fourniture de pointe avec un prix d'exercice correspondant aux coûts marginaux⁴. Il pourrait alors réduire les incertitudes concernant les amortissements des coûts fixes de son unité de production. Cependant, les spécificités du marché de l'électricité rendent les options particulièrement coûteuses, d'une part, parce que s'adressant à des besoins spécifiques, elles sont peu liquides, d'où des risques de contrepartie élevés.

¹ Nom donné à la partie résiduelle de la consommation qui ne peut pas être couverte par empilement de blocs négociables suffisamment à l'avance (un an).

² Sur le court terme, le revenu du commercialisateur dépend de deux variables, le prix sur le marché de gros et la quantité soutirée sur le réseau par ses clients. Elles sont positivement corrélées : c'est lorsque les clients soutirent beaucoup sur le réseau que les prix sont élevés. Ainsi son revenu est encore plus risqué que celui d'un producteur qui peut bénéficier d'une baisse des prix de ses inputs quand le prix de gros diminue.

³ Proportionnellement aux nombres d'heures d'appel, l'investissement dans un moyen de production de pointe (TAC) est plus important que celui d'un moyen de production fonctionnant en (semi) base (CCGT). Le choix est donc lié à l'espérance du nombre d'heures de fonctionnement, qui dépend a) de la probabilité d'avoir suffisamment d'heures pendant lesquelles les prix de marché sont plus élevés que les coûts marginaux de l'une et l'autre technologie, b) de la queue de distribution des prix pendant ces heures.

⁴ En l'espèce, le commercialisateur pourrait faire l'acquisition d'un droit (et non d'une obligation) de vendre la production de son unité de pointe à un prix donné (« strike price »), qui sera exercé si ce prix (ici le coût marginal de production) passe au dessus du prix de marché.

D'autre part, les prix de marché étant très volatils, leur valeur est difficile à évaluer (Romano E., 2006)¹. Pour ces raisons, les options sont peu utilisées sur les marchés de l'électricité. Le commercialisateur n'est donc pas incité à investir (déploiement commercial, création d'une marque, publicité, coûts d'acquisition des clients) s'il ne détient pas le contrôle d'actifs en amont susceptibles de couvrir l'essentiel de ses besoins.

5. Conclusion

Les marchés électriques sont pourvus d'une spécificité physique particulière qui les singularise : la non-stockabilité. L'absence quasi-générale de stockage est un frein au développement des produits de couverture de court terme (la difficulté à effectuer des arbitrages inter-temporels réduit la cohésion du système de prix entre prix spot et prix à terme). Elle contribue également à donner aux prix de l'électricité leur profil de volatilité si particulier. Les acteurs, qui ont de l'aversion pour le risque, n'ont pas à leur disposition d'outils de couverture de long-terme. Ils sont incités à se tourner vers la solution de l'intégration verticale. En particulier, les commercialisateurs ont intérêt à organiser une couverture « physique » de leurs besoins en investissant dans des moyens de production leur permettant de limiter leur exposition aux fluctuations des prix de marché. L'exemple du secteur électrique suggère donc que les décisions en matière d'organisation industrielle dépendent en partie des choix effectués par les entreprises en matière de stratégies de gestion du risque. Si l'intégration verticale découle de considérations techniques ou transactionnelles (importance des coûts fixes, spécificité des actifs) propres au secteur considéré, elle dépend également des possibilités offertes par le marché financier en matière de couverture.

Bibliographie

- Cashin P. & McDermott J. (2002), « The long-run behavior of commodity prices : small trends and big variability », *IMF Staff Papers*, Vol. 49, No.2, International Monetary Fund, Washington
- Cashin P. McDermott J., Scott A. (2002), « Booms and slumps in world commodity prices », *Journal of Development Economics*, vol. 69
- Chao H.P., Oren S., Wilson R. (2005), « Restructured electricity markets : re-evaluation of vertical integration and unbundling », Harvard Electricity Policy Group, Harvard
- CRB (2005), *The CRB commodity yearbook 2005*, John Wiley, Hoboken
- Crowson P. (1998), *Inside mining. The economics of the supply and demand of minerals and metals*, Mining Journal Books Limited, London
- Crowson P. (2001), « Mining industry profitability ? », *Resources Policy*, vol. 27
- Geman, H. (2005), *Commodities and commodity derivatives*, Wiley Finance series, Wiley, New-York
- Giraud P.-N. (1983), *Géopolitique des matières premières*, Economica, Paris
- Giraud, P.-N. (2003), *Economie des commodités*, miméo CERNA, Paris

¹ Rappelons que la valorisation d'un produit dérivé à la Black & Scholes se fonde sur quatre hypothèses : a) les marchés ne connaissent aucune friction, b) la distribution du sous-jacent est log-normale, c) le taux d'intérêt est certain et constant, d) les opérations d'échange sont possibles à tout instant : le marché est parfaitement liquide (Sévi B., 2005).

- Hogan P., (2002), « Electricity market restructuring : reform of reforms », *Journal of Regulatory Economics*, vol. 21
- Joskow P. (1996), « Introduction competition into regulated network industries : from hierarchies to markets in electricity », *Industrial and Corporate Change*, vol. 5
- Kwoka J. (2002), « Vertical economics in electric power : evidence on integration and its alternatives », *International Journal of Industrial Organization*, vol. 20
- Lautier D. & Galli A. (2001), « Un modèle des prix à terme des matières premières avec rendement d'opportunité asymétrique », *FINECO*, vol. 11
- Marquet Y. & Esquerre P. (2002), *Le London Metal Exchange. Spécificités et perspectives stratégiques*, DMPH, Ministère de l'Economie, Paris
- Newbery D. (2002), « Regulatory challenges to european electricity liberalisation », Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge
- Perry M. (1989), « Vertical integration : determinants and effects », in Schmalensee R. & Willig R. (eds.), *Handbook of Industrial Organization*, North Holland, Amsterdam
- Pignon V. & Glachant J.M. (2005), « Nordic congestion arrangement as a model for Europe ? Physical constraints vs. economic incentives », *Utilities Policy*, vol. 13
- Roggenkamp M. & Boisseleau F. (eds) (2005), *The regulation of power exchanges in Europe*, Intersentia Publishers, Antwerp
- Romano E. (2006), *Analyse économique de la décision d'investissement dans une centrale à turbine gaz à cycle combiné*, EDF R&D, Clamart
- Salinger M. (1988), « Vertical mergers and market foreclosure », *Quarterly Journal of Economics*, vol. 103
- Schwartz E. (1998), « Valuing long-term commodity assets », *Journal of Energy Finance & Development*, vol. 3
- Schwartz E. & Smith J. (2000), « Short-term variations and long-term dynamics in commodity prices », *Management Science*, vol. 56
- Sévi B. (2005), *Marchés à terme et marchés dérivés. Du paradigme concurrentiel aux comportements stratégiques et application aux bourses européennes d'électricité*, thèse de doctorat, Université Montpellier I, CREDEN, Montpellier
- Stoft S., Belden T., Goldman C., Pickle S. (1998), *A primer on electricity futures and other derivatives*, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley
- Wilson, R. (2002), « Architecture of Electric Power Markets », *Econometrica*, vol. 70