

Association Française de Science Economique

53^{ème} Congrès

L'évolution des prix de l'électricité en univers incertain : Contractualisation et gestion du risque prix

David RAPIN & Philippe VASSILOPOULOS

Cité Universitaire JC Prost (chambre 717)
13 rue Dareau – 75014 Paris

28 allés Léon Gambetta
92110 Clichy

Doctorants

Centre de Géopolitique de l'Energie et des Matières Premières
Université Paris IX Dauphine

Avec la libéralisation du marché de l'électricité, les grands industriels ont vu leur facture électrique changer de nature. Alors qu'auparavant ce prix reflétait une négociation de long terme avec le monopole, ce dernier s'établit aujourd'hui de façon libre via des marchés de gros. Sur ceux-ci, on trouve (1) des produits de court terme (le spot), dont la caractéristique principale est d'être volatil puisque soumis à divers aléas (consommation, production), et (2) des produits dérivés servant à couvrir le risque prix des premiers.

Cette évolution marque un transfert de la gestion du risque de prix du producteur vers le consommateur. Ce changement n'est pas en soi un problème si les instruments de couverture sont à la fois adaptés et non manipulables. Or, la difficulté est, qu'aujourd'hui, ces outils ne sont pas toujours bien utilisés. Certains consommateurs notent une contamination du prix des produits dérivés par le spot alors même que la relation traditionnelle entre comptant et terme est peu valide pour l'électricité du fait de sa non stockabilité. Quand bien même le prix des produits dérivés se formerait de manière autonome, il se pose un second problème : celui de l'indexation des produits à terme sur des références de prix comme celle de Platt's dont le résultat s'assimile plus à un sondage auprès de gros producteurs qu'à une véritable confrontation de l'offre et la demande.

Cet article se propose d'examiner ce changement de nature et de comportement du prix de l'électricité. Après avoir expliqué le caractère intrinsèquement volatil d'un prix spot, nous rappellerons que les produits à terme ne sont pas toujours des solutions optimales pour diminuer ce risque prix. Enfin, nous mettrons en lumière une solution de contournement aux risques évoqués plus haut : la contractualisation entre producteurs et consommateurs.

Introduction : Le processus de libéralisation du secteur électrique européen

Depuis 1996, les gouvernements européens ont assigné à l'ouverture des marchés électriques les trois objectifs suivants : (1) former un marché unique en Europe, (2) rendre les opérateurs plus efficaces grâce à la pression concurrentielle et, plus récemment, (3) renforcer la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Le soubassement théorique de ce processus était d'améliorer le fonctionnement de systèmes de production sur capacitaires, dont la gestion était critiquée à la fois en termes de tarification (subventions croisées), de surinvestissement (effet Averch Johnson) ou d'absence d'efficacité managériale.

Le processus de libéralisation a donc consisté à dissocier les activités régulées (transport) des activités non régulées (production, négoce), ouvrir progressivement les marchés et assurer un accès transparent au réseau de transport. Mais ce processus a dû être adapté en fonction des spécificités de l'électricité : (1) son caractère non stockableⁱ, (2) le fait qu'à court terme la demande soit très inélastique au prix et (3) le principe selon lequel les programmations physique et commerciale n'empruntent pas le même chemin (du fait de la « loi des nœuds » de Kirchhoff).

Aujourd'hui nous sommes dans une logique de marché. Les contrats historiques qui avaient été accordés par les monopoles viennent à terme et devront bientôt être remplacés par des contrats dont les prix seront établis par le jeu de l'offre et de la demande. Ces mécanismes se substituent donc progressivement à ces contrats et font apparaître un certain nombre de risques, notamment le risque prix. En effet, les caractéristiques spécifiques de l'électricité - qui font que les prix de court terme sont intrinsèquement volatils - semblent aussi poser certains problèmes de couverture face à ces variations. Cet article se propose donc d'examiner ce changement de nature et de comportement du prix de l'électricité. Le plan proposé suit une démarche en trois temps : (1) étudier les caractéristiques des prix de court terme (évolution, corrélations, volatilité), (2) indiquer que les instruments supposés diminuer ce risque ne peuvent pas assurer une couverture totale et donc (3) apporter une solution alternative : la contractualisation.

Partie 1 : Formation et évolution du prix de court terme de l'électricité : une volatilité intrinsèque

11. Comment s'établit le prix spot ?

a) Les lieux de formation du prix : pool obligatoire, bourse et gré à gré

Développer la concurrence c'est d'abord permettre des transactions commerciales sécurisées. Pour ce faire, les transporteurs européens ont imposé le principe d'une nomination journalière équilibrée. Ainsi, les « responsables d'équilibre » sont tenus - sur leur périmètre - d'assurer les conséquences financières de déséquilibres physiques créés par les fournisseurs de cette zone. Cette pierre angulaire du système étant posée, on observe trois structures possibles pour organiser les échanges :

- *le pool obligatoire* agrège l'ensemble des productions et consommations de la zone considérée. Il fonctionne selon le mécanisme suivant : tous les producteurs sont appelés en fonction du prix des offres qu'ils ont émis. Au fur et à mesure de la croissance de la demande, des producteurs (de moins en moins concurrentiels, mais de plus en plus flexibles) seront « appelés » par le gestionnaire de réseau. Ainsi, sur le marché, les changements de paliers marginaux de production expliquent les sauts de prix constatés.
- *les contrats bilatéraux* effectués sur le marché de gré à gré (*over the counter*). Ces derniers s'inscrivent dans la continuité des échanges traditionnels entre compagnies d'électricité et/ou grands consommateurs, accompagnés de droits physiques de transit sur les réseaux, et soumis à l'autorisation des dispatchers au vu des capacités de transport et d'interconnexion disponibles.

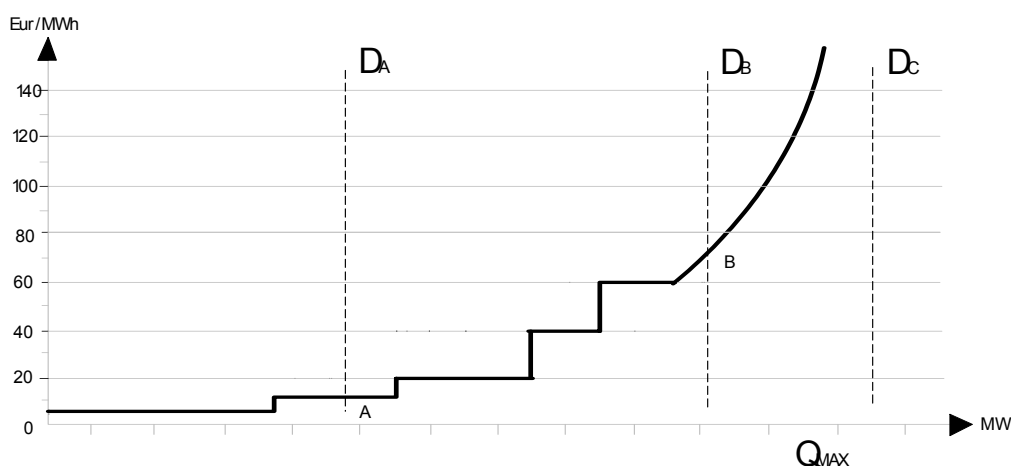
- *Les bourses facultatives.* Ce troisième mode d'organisation fait coexister des bourses d'échange spot (et de produits à terme) avec des transactions bilatérales : les acteurs optent librement entre les deux types de transactions.

Dans le cas du pool obligatoire (Angleterre et Californie jusqu'en 2001, Espagne), le prix tend - théoriquement - vers le coût marginal de court terme. Néanmoins, ce modèle fait l'objet d'une sérieuse révision, notamment parce qu'il faciliterait les comportements collusifs des offreurs lorsque ces derniers sont peu nombreux. De fait, les rumeurs évoquant des ententes commerciales entre les opérateurs historiques espagnols se sont révélées fondées puisqu'il a été prouvé récemment que certains opérateurs avaient conjointement manipulé les prix sur le pool espagnol en 2001. On lui préférerait aujourd'hui la cohabitation de contrats bilatéraux et de marchés organisés présents en Scandinavie (Nordpool), en Allemagne (EEX), en France (Powernext), aux Pays-Bas (APX) ou au Royaume-Uni (UKPX).

b) Le processus de formation du prix

En régime compétitif et dans une structure de pool, le prix de gros de l'électricité est établi à la marge par ordre de mérite, le coût variable de la dernière centrale appelée déterminant le prix. En dehors des périodes de tension, les prix reflètent ainsi le coût marginal de court terme. Dans ce cadre, tout opérateur a intérêt à produire dès que le prix de marché dépasse ses coûts variables. Le graphique 1 nous montre schématiquement la formation des prix dans l'ordre de mérite :

Graphique 1 : Formation du prix marginal sur un pool d'électricité



L'offre d'électricité est caractérisée par une fonction croissante strictement convexe. Le coût marginal croît rapidement au fur et à mesure que des puissances supplémentaires sont appelées. Si la demande est faible, ce coût est celui du kWh hydraulique fil de l'eau ou nucléaire. A l'inverse, si la demande est élevée, c'est le coût d'une centrale au gaz ou un substitut pétrolier puis les réservoirs hydrauliques, les centrales thermiques et les importations de secours qui sont mobilisés. L'impossibilité de stocker l'électricité et le besoin d'équilibrer instantanément offre et demande impliquent que durant les heures de pointe, la volatilité des prix puisse être très importante. Le coût marginal augmente exponentiellement à l'approche de la capacité maximale du système et représente la rente de rareté et la perte d'utilité des différents consommateurs effacés dans l'ordre des coûts croissants. Lorsque toutes les unités disponibles produisent, aucune augmentation marginale n'est possible dans le court terme et la courbe d'offre possède une partie verticale parfaitement inélastique aux prix. Le prix est alors fixé à un prix plafond qui correspond en théorie au coût marginal de la défaillance (*value of loss load*). Dans cette situation, le consommateur qui est approvisionné paie le coût de celui qui ne l'est pas.

La demande elle, varie en fonction d'une triple saisonnalité (horaire, journalière, annuelle). Son incertitude dépend essentiellement des fluctuations météorologiques qui augmentent l'utilisation du chauffage en hiver ou de l'air conditionné en été. Le point A correspond au prix d'équilibre en période creuse. Le point B correspond à un prix d'équilibre de période de pointe mais il subsiste une marge de capacité. Le cas où la demande est supérieure à la capacité disponible est représenté par la situation C. Le prix est alors le plafond du pool qui correspond en théorie au coût marginal de défaillance.

La formation des prix sur un marché organisé présente quelques différences : (1) l'allure de la courbe d'offre reflète les stratégies de passage d'ordres des traders, contrairement au pool où cette même courbe représente des paliers émis par chaque unité de production ; (2) le prix d'une bourse facultative n'identifie un prix de référence que pour les membres de cette structure et non pour l'ensemble du marché.

12. Les facteurs d'évolution des prix spot

a) La dynamique des prix spot de l'électricité

Un prix spot correspond à la cotation de l'électricité la veille pour une livraison le lendemain. Ce prix reflète l'équilibre offre/demande à court terme, avant l'ajustement. Ils sont donc soumis à une forte volatilité, en raison de données météorologiques ou d'événements annoncés ou prévus sur le parc productif. L'évolution du prix spot a connu une tendance haussière au cours des deux dernières années en Europe, surtout en 2003 (sécheresse et canicule estivales ayant limité l'offre et accru la demande). Le tableau suivant présente l'évolution de ces données.

Tableau 1 : Faits saillants des différents marchés spot européens pour la période 2002-2003

	Powernext	EEX	APX	Nordpool	EnMO
Activités	Electricité	Electricité	Electricité	Electricité	Gaz
Zone	France	Allemagne	Hollande	Scandinavie	Angleterre
Volatilité* (%)	61.4%	50.1%	125.5%	6.4%	10.7%
Prix minimum (€/MWh)	4.9	3.1	6.7	10.9	1.9
Prix maximum (€/MWh)	310.4	163.4	660.3	114.6	18.5
Prix moyen** 2002 (€/MWh)	21.2	22.5	30	26.9	7.1
Prix moyen** 2003 (€/MWh)	29.2	29.5	46.5	36.7	9.4

*On considère la volatilité comme l'écart type des taux de variations absolus entre deux cours journaliers baseload consécutifs

**Le prix moyen est celui de la base ie un approvisionnement durant les 24h de la journée

Source : Auteurs d'après Powernext, EEX, APX, Nordpool et EnMO

b) Les facteurs d'évolution des prix : les éléments d'offre et de demande

Un prix spot révèle un contenu informationnel assez simple : la nécessité pour les acteurs d'équilibrer leur portefeuille de production ou de consommation afin de ne pas être en « écarts » vis-à-vis du gestionnaire de transport. Deux types de facteurs peuvent influencer ce prix d'équilibre : ceux de l'offre et ceux de la demande.

Comme nous l'avons rappelé plus haut, le coût marginal de court terme de la dernière unité appelée a tendance à « faire » le prix d'équilibre. Ce constat est assez partagé dans le cas d'un pool obligatoire. En ce qui concerne une bourse, ce fait est moins prépondérant mais les acteurs auront tendance à passer des ordres en fonction de leur coût marginal. A ce titre, l'exemple français est significatif. Sur Powernext, les prix de 8 et 23€ sont assez récurrents or, ces derniers représentent les prix d'exercice des centrales virtuelles octroyées par EdF aux nouveaux entrants et dont les prix sont sensés indiquer les coûts marginaux d'un moyen de base (8€) et de pointe (23€) d'EdF. Le tableau suivant précise ces coûts et donc les paliers de prix potentiels sur le marché spot.

Tableau 2 : Eléments de coûts des différents outils productifs

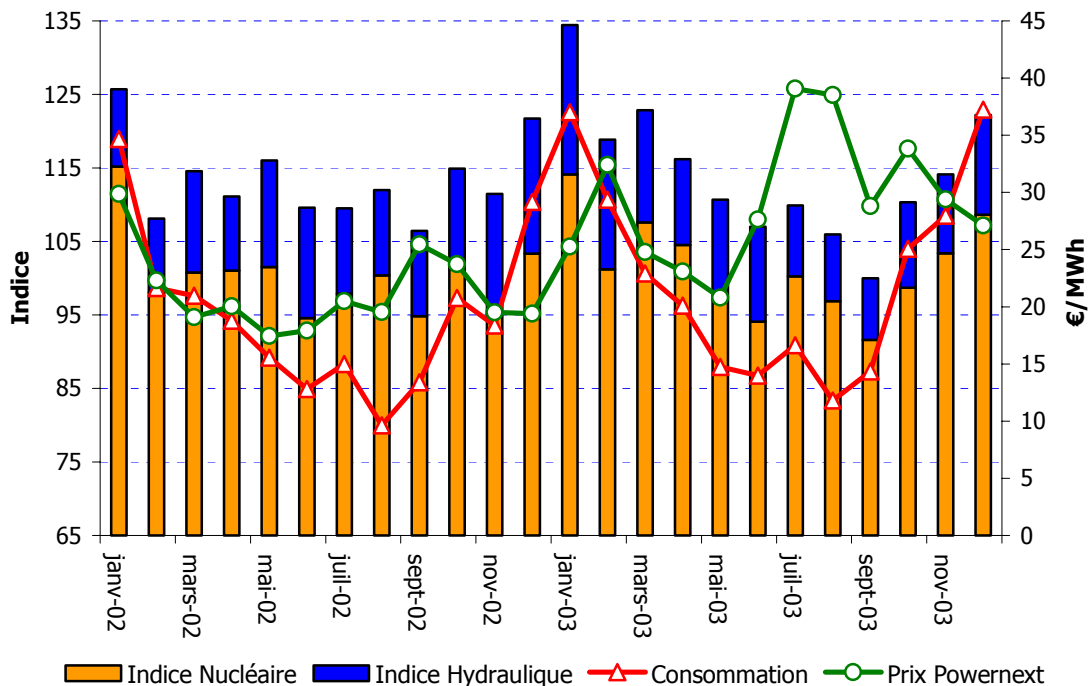
En € par MWh	Nucléaire ¹	Charbon pulvérisé ²	Cycle combiné au gaz ³	Fioul ⁴
Coût fixe	17	14	6	81
Coût variable	9.25	19	26.5	64
<i>Dont combustible</i>	4.25	12	22.5	40
<i>Dont exploitation</i>	5	7	4	24
Taxes	2	2.5	3.2	28
Coût complet	28.25	35.50	35.70	173
Impact CO ₂ ⁵	0	6.1	3	6.8

1- EPR en 2015 (1600MW, 7500h/an, actualisation à 8%)
 2- 900MW en 2007 (rendement à 59%, semi-base à 4000h/an)
 3- 900MW en 2007 (rendement à 46%, semi-base à 3000h/an)
 4- 500MW en 2007 (rendement à 35%, pointe à 500h/an)
 5- Valorisation de la tonne de CO₂ à 8€

Source : Auteurs d'après Coûts de référence de la production électrique, DGEMP, (2003).

Du côté de l'offre on trouve également la disponibilité du parc productif. Ce point est particulièrement crucial pour des pays ayant une offre homogène, telle le nucléaire en France. Le graphique suivant établit une comparaison entre la situation du parc hydro-nucléaire français, la consommation et les prix du marché français.

Graphique 2 : Relation entre prix de Powernext, état du parc hydro nucléaire et consommation



Légende : Prix de Powernext : prix mensuel de la base
Consommation : consommation réalisée établie par RTE ; Indice 80 pour Décembre 2002
Indice Hydraulique / Indice Nucléaire : production hydraulique et nucléaire mensuelles, indicées sur une base 100 (septembre 2003). La partie de l'indice se référant au nucléaire est recalculée à partir d'indices de disponibilité établis via les données de la Sûreté Nucléaire.

Source : Auteurs d'après Autorité de Sûreté Nucléaire, Powernext et RTE

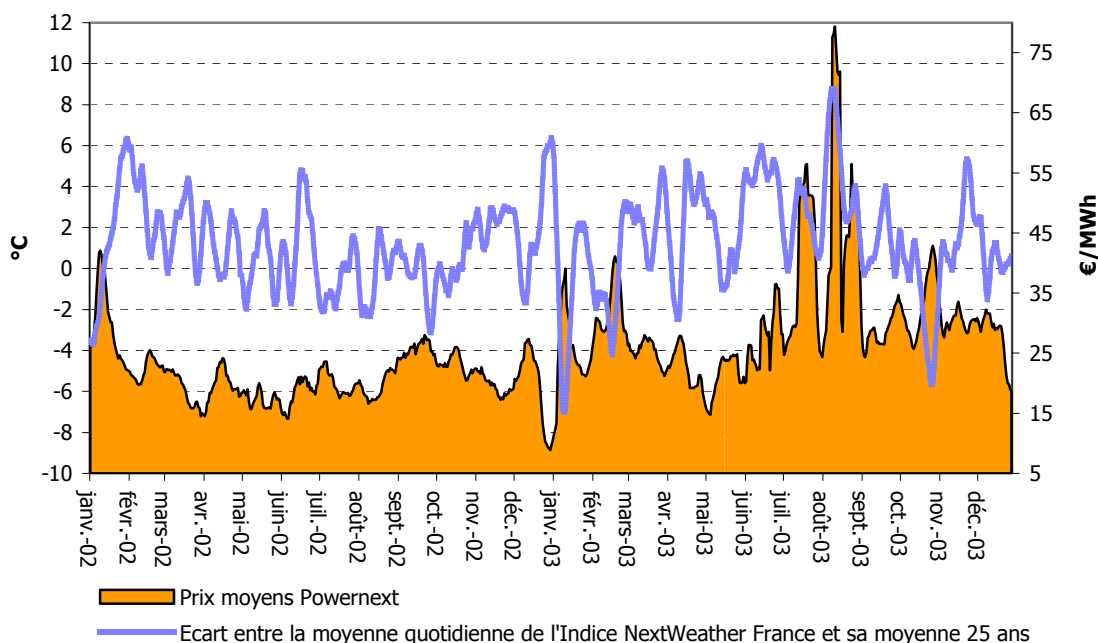
Ce graphique montre un effet entre les prix de Powernext, le niveau de la production hydro-nucléaire et la consommation. La période caniculaire contribue à expliquer les prix élevés par deux causes : (1) une

consommation plus importante que pour l'été 2002 et (2) une disponibilité du parc nucléaire et hydraulique plus faible. En revanche, pour l'hiver 2003, malgré une disponibilité forte, les prix sont restés élevés du fait d'une très forte consommation.

Du côté de la demande, plusieurs éléments peuvent faire varier le prix spot : la consommation, le niveau des températures, l'état des imports-exports ou les variations des marchés adjacents. Si l'on compare les prix journaliers horaires de Powernext avec la consommation prévue par RTE (le réseau de transport français), on note une corrélation plus de 85%.

Un autre élément influençant le prix de court terme est la situation météorologique. Le graphique 3 met en lumière la relation entre le prix spot et la température.

Graphique 3 : Indice NextWeather France et prix moyens Powernext



Les indices NextWeather© sont la propriété d'Euronext et de Météo France
Source : Powernext, Nextweather

Les prix de Powernext semblent refléter l'évolution des conditions climatiques : lorsque le différentiel de température par rapport à sa moyenne historique est important, on observe des prix aux comportements extrêmes par rapport à leur niveau habituel. Alors que cet effet demeurait auparavant limité aux mois d'hiver avec une corrélation négative très marquée (des températures anormalement basses correspondant à des périodes de prix élevés), il s'est également vérifié au cours de l'été 2003 avec une corrélation positive de 65% entre juin et septembre.

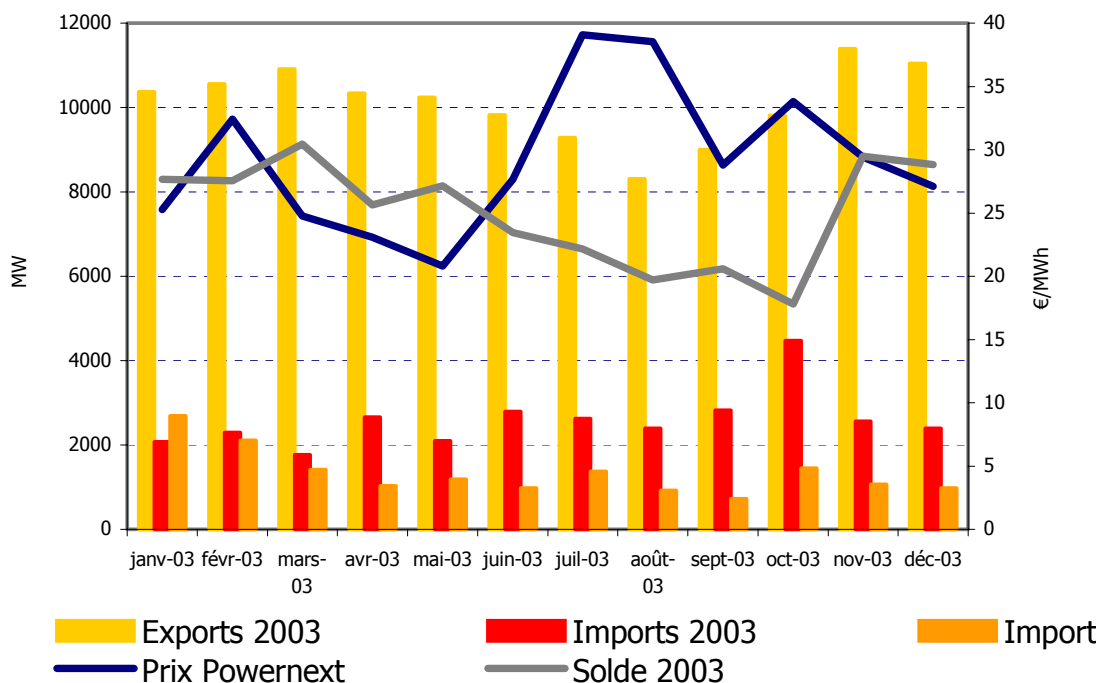
Durant la canicule, les prix de Powernext ont pu atteindre près de 300€ sur une base journalière. Ce phénomène semble dû à 3 explications :

- La sécheresse a entraîné une baisse du débit des cours d'eau, qui s'est traduite par une réduction de 19 % de la production hydroélectrique entre le 4 et le 24 août 2003. Pour les mêmes raisons, une réduction de 4 % de la production nucléaire a été observée entre le 4 et le 24 août 2003.
- Parallèlement, la consommation a cru de 4,2 % entre juin et août 2003 par rapport à celle enregistrée au cours de la même période l'année précédente.
- Il s'agit probablement d'une sur réaction due à une information insuffisante concernant l'état de l'offre électrique en France. Les opérateurs n'ont probablement pas pu tous participer au consensus de prix habituel, ce qui a provoqué des tensions importantes.

Un dernier élément d'explication est la situation des imports-exports. Les prix de Powernext sont sensibles à l'évolution du solde global des échanges de la France avec les pays voisins (exportations – importations). Ils ont ainsi tendance à augmenter lorsque le solde des échanges diminue (les exportations diminuent ou

les importations augmentent) et indique ainsi une « rareté » relative de l'électricité. Par rapport à août 2002, les importations ont augmenté de 107 % en août 2003 et les exportations ont baissé de 3 %.

Graphique 4 : Prix de Powernext et situation des imports-exports en France



Source : Powernext, [Bilan 2003](#) (2004)

A l'aune de ses résultats, il est admis que les prix spot présentent une volatilité intrinsèque due à de multiples facteurs tant du côté de l'offre que de la demande. Afin de se couvrir contre le risque de volatilité des prix spot, les opérateurs peuvent souscrire à des produits de couverture. La deuxième partie a pour objet de savoir si ses outils sont valables dans le cas électrique.

Partie 2 : Les produits à terme sont-ils des instruments pertinents pour couvrir le risque de volatilité ?

21. La détermination du prix des produits à terme dans le secteur électrique

a) Les produits financiers classiques

Un contrat à terme est un engagement ferme d'achat ou de vente d'une quantité d'électricité (appelée sous-jacent) à un prix fixé au moment de la négociation du contrat. On distingue deux catégories de produits à terme : les produits « forwards » du marché de gré à gré et les produits futures des marchés organisés. Les premiers sont des contrats non standardisés et non compensés, avec des caractéristiques de montant, volume et échéance variables. Ces produits donnent souvent lieu à livraison physique du sous-jacent, dans les autres cas, ils font généralement l'objet d'un règlement financier. Les produits futures des marchés organisés sont quant à eux standardisés et ont pour but de concentrer la liquidité du marché. Comme ces prix ont un horizon plus lointain, ils sont moins volatils que les prix spot et donnent une meilleure visibilité de la courbe des prix à terme.

Le rôle des instruments dérivés est principalement de permettre aux opérateurs de se protéger contre les variations quotidiennes de l'équilibrage physique. Sur les marchés des « commodities », la possibilité d'exiger le dénouement d'un contrat à terme par une livraison physique établit un lien entre les deux marchés. Des opérations d'arbitrage entre physique et papier assurent une liaison relativement étroite entre les évolutions du comptant et du terme. Afin que ces opérations d'arbitrage soient possibles, il faut que certaines conditions soient remplies :

1. Qu'il existe des mécanismes de marché sur lesquels les opérateurs s'appuient pour former leurs anticipations
2. Que le marché soit suffisamment liquide et transparent et non manipulable

b) La relation spot/terme dans l'électricité : quelle pertinence ?

Contrairement à l'électricité, les marchés gaziers et pétroliers imposent à travers des mécanismes bien identifiés liés au stockage, une cohérence temporelle des prix en fonction des dates de mise à disposition du produit.

La différence entre le prix d'un contrat à échéance t , P_t et le prix du comptant du jour, P_c est appelée la base (B) de telle sorte que $B = P_t - P_c$. Si la base est positive, il y a report (*contango*). Si la base est négative, il y a déport (*backwardation*).

Un déport signifie une situation de stocks rares dans l'industrie, un report une situation de stocks abondants. Le déport n'est en théorie pas limité, le report l'est par le coût physique et financier du stockage (CS).

Un report $R = P_t - P_c > 0$ ne peut être supérieur au coût du stockage CS jusqu'à l'échéance du contrat. En effet s'il était supérieur, un opérateur disposant de capacités de stockage pourrait faire une opération dite de « cash and carryⁱⁱ ». De nombreux opérateurs disposant de capacité de stockage agissant ainsi, le prix du comptant va monter, celui du terme baisser et le report R se réduire pour devenir inférieur ou égal au coût du stockage CS (et inversement s'il y a déportⁱⁱⁱ). La valeur associée à la détention de stocks physiques est appelée « convenience yield ». On a la relation d'équilibre suivante entre prix au comptant et prix à terme:

$$B = P_t - P_c = CS_m - CY_m$$

CS_m et CY_m étant respectivement le coût de stockage et le convenience yield marginaux. Le coût marginal de stockage peut être supposé croissant avec le niveau des stocks dans l'industrie. Le convenience yield marginal lui, décroît avec le stockage.

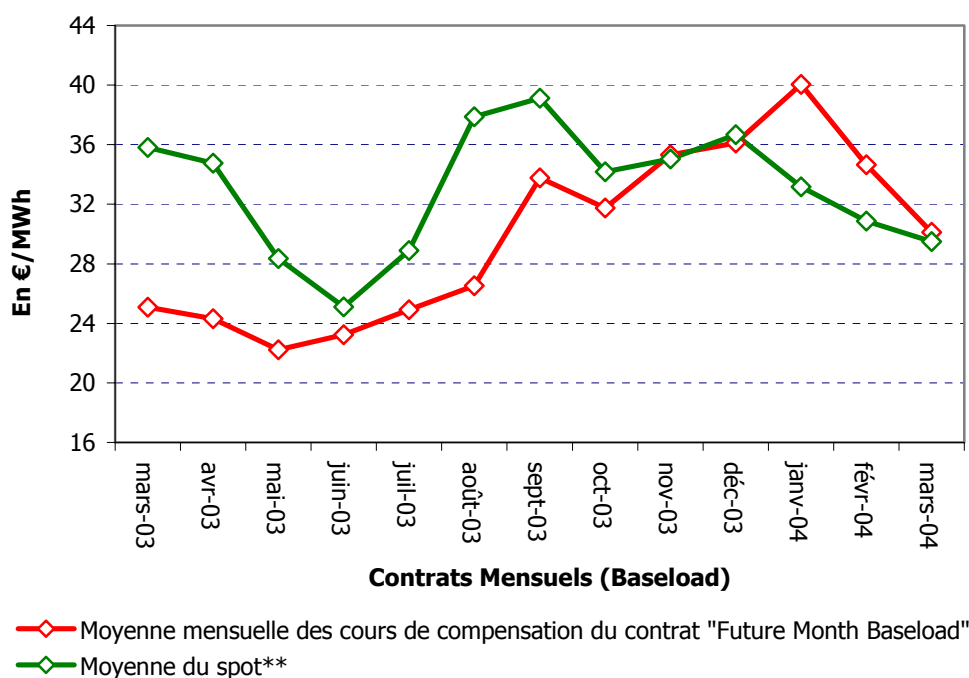
Le modèle développé par Brennan et Schwartz en 1985, qui sert de référence pour la valorisation de ces produits, retient le prix au comptant comme seule variable explicative du prix à terme tout en prenant en compte le convenience yield. Ils arrivent, à la relation suivante :

$$F(t, T) = S(t)e^{(r-y)(T-t)}$$

Avec $S(t)$ qui est le prix spot, r le taux sans risque et y le convenience yield du produit en question. Il y a une convergence entre prix à terme et prix au comptant à l'échéance du fait de la livraison. Jusqu'à l'échéance du contrat, des opérations d'arbitrage rétablissent la convergence entre prix à terme et au comptant.

Alors que ce principe est applicable au cas du gaz et du pétrole, il ne l'est pas pour l'électricité. En effet, l'impossibilité de stocker l'électricité dans des quantités suffisantes, annihile la relation comptant-terme. Dès lors, le « pricing » des produits dérivés n'est pas chose aisée et repose sur des maturités plus courtes, sans rapport avec une anticipation de long terme. Des phénomènes de contamination entre prix spot et prix à terme sont observés.

Graphique 5 : Comparaison entre prix futures et prix spot sur EEX



Source : Auteurs d'après EEX

Ce graphique compare la moyenne des cours de compensation d'un future pour ses 2 derniers mois de cotation (pour un future Juin 2003, on prend la moyenne des cours allant du 1^{er} avril au 31 mai) avec la moyenne des prix spot pour cette même période (du 1/04 au 31/05). En d'autres termes, ce graphique montre si l'anticipation du trader sur l'un des 13 contrats mois décrit ci-dessus est influencée par le cours du spot côté au même moment. Il semble que cette affirmation soit vérifiée puisqu'on observe une corrélation de près de 40% entre les 2 éléments. Un phénomène similaire a pu être observé avec l'impact de la hausse des prix spot durant la canicule sur le contrat calendaire 2004 (côté en 2003) sur EEX.

22. Des produits financiers de couverture encore imparfaits

a) Vers des instruments plus « spécifiques » à l'électricité

Les produits optionnels sont des instruments de couverture assez bien adaptés à des marchés volatils.

- le cap, le floor et le collar (tunnel) : le cap est un instrument qui permet à un opérateur d'être protégé contre une hausse des prix tout en lui permettant de profiter d'une éventuelle baisse. Le floor est l'instrument symétrique du cap qui permet à un opérateur de se protéger contre une baisse des prix tout en lui permettant de profiter d'une hausse. Le coût d'un cap ou d'un floor est déterminé par la prime versée par l'acheteur. Le collar est la combinaison d'un cap et d'un floor et permet de baisser le prix de la prime. Acheter un collar consiste à acheter un cap et vendre un floor.
- options : ce sont des produits généralement dérivés des futures qui donnent le droit mais pas l'obligation d'acheter ou de vendre à une certaine date un sous-jacent à un prix donné. Un contrat relatif à une option comprend la nature et la quantité du sous-jacent, type de l'option (achat ou vente), prime (valeur de l'option), prix d'exercice (d'achat ou vente) et une échéance. Pour estimer le prix d'un call (plain vanilla) sur une commodité de prix S , Black et Scholes (1973) ont estimé le prix au comptant en référence au modèle de Brennan & Schwartz auquel ils ont ajouté un mouvement brownien géométrique. Cette formule se présente sous cette forme :

$$C(t) = S(t) e^{-y(T-t)}N(d_1) - ke^{-r(T-t)}N(d_2)$$

$$\text{Avec } d_1 = (\ln(S(t) e^{-y(T-t)} / ke^{-r(T-t)}) + 1/2\sigma^2(T-t)) / (\sigma\sqrt{T-t})$$

$$\text{Et } d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T-t}$$

Ou T-t représente la maturité.

Dans l'électricité, on trouve des options européennes (dont l'exercice s'établit à l'échéance) sur des forwards saisonniers et annuels (sur Nordpool). Néanmoins, de nombreux auteurs ont fait remarquer que les modèles d'estimation du prix des options électriques présentent certains problèmes. Selon Eydeland et Geman (1999), par définition il est très difficile d'étendre la notion de convenance yield à l'électricité puisque les deux quantités impliquées (coût du stockage et le gain provenant de la détention du stock) ne peuvent pas être identifiées (sauf pour le cas d'un producteur hydraulique). La relation entre les prix spot et les prix futures à l'équilibre n'est plus valide, la condition d'absence d'arbitrages n'étant pas vérifiée. Les couvertures incluant le sous-jacent (« delta hedging » ou parfaite couverture) ne peuvent être appliquées car elles nécessitent l'achat et la détention physique d'électricité pour une certaine durée de temps.

b) Liquidité et transparence

La liquidité est la possibilité pour un opérateur d'entrer sur un marché ou de le quitter sans que cette transaction ait d'impact sur les prix, mais c'est aussi la possibilité pour un opérateur de trouver une contrepartie. Cette deuxième acceptation recouvre l'immédiateté à trouver la contrepartie et la profondeur du marché.

David Newbery, Nils Henrik von der Fehr et Eric van Damme définissent dans Liquidity in the Dutch wholesale electricity market (mai 2003) la résilience comme "the sensitivity of the clearing price to incremental demand". De manière opérationnelle, il s'agit de mesurer l'impact sur le prix d'équilibre (ou market clearing price) d'un ordre à tout prix de Y MW portant sur chacune des heures de la journée. Pour un nouvel entrant sur le marché organisé, cette information est très importante car il peut, dès lors, simuler de combien il peut faire « décaler » le marché par son volume supplémentaire.

Période	Prix €/MWh	Impact d'un ordre à tout prix sur chaque heure en € par MWh et en pourcentage du prix d'équilibre					
		5MW	%	50MW	%	500MW	%
01/2002	29.04	0.07	+ 0.2%	0.96	+ 3%	20.62	+ 71%
01/2003	49.99	1.20	+ 2.4%	4.49	+ 9%	82.52	+ 165%

Source : Newbery, Von der Fehr et Van Damme, Liquidity in the Dutch wholesale electricity market, (2003)

Ces chiffres montrent que le marché néerlandais n'offre pas une résilience importante pour des volumes significatifs. Très peu de bourse publie ce type d'indicateurs. Powerenext a indiqué récemment les chiffres suivants concernant la résilience de son marché^{iv} pour le mois de mars 2004 :

- pour un ordre à tout prix de 50MW (sur chaque heure de la journée) : + 0.18 €/MWh soit une hausse de 0.6% par rapport au prix d'équilibre.
- pour un ordre à tout prix de 100MW (sur chaque heure de la journée) : + 0.35 €/MWh soit une hausse de 1.1% par rapport au prix d'équilibre.
- pour un ordre à tout prix de 500MW (sur chaque heure de la journée) : + 1.8 €/MWh soit une hausse de 5.9% par rapport au prix d'équilibre.

Alors que la liquidité peut être défaillante sur les marchés organisés, le gré à gré peut souffrir d'un problème supplémentaire : le manque de transparence. En effet, l'OTC a créé un certain nombre d'indices ne relevant pas d'un processus de confrontation de l'offre et la demande mais de « sondages », reporting ou enquêtes journalistiques auprès des acteurs dominants du gré à gré.

Devant ses difficultés à maîtriser le risque prix de l'électricité (notamment sa volatilité), la contractualisation entre producteurs et fournisseurs et consommateurs pourrait être une solution pour la fourniture de l'électricité qui devient de plus en plus dépendante de marchés de court terme. Dans un contexte de prix erratiques et de couvertures financières encore imparfaites, les contrats de long terme permettraient de stabiliser les risques pour les parties impliquées dans les transactions.

Partie 3 : La nécessité des contrats de long terme comme facteur de réduction de l'incertitude

Alors qu'à court terme, la volatilité est le risque dont il faut se prémunir (cf partie 2), sur un horizon plus lointain, ce sont des variations de niveau dont il faut se protéger. Cette partie explique ce que représentait jusqu'alors cette protection (le contrat de fourniture) et montre que les facteurs structurels de hausse des prix de long terme en Europe rendent encore plus nécessaire cette couverture (que ce soit par le système antérieure des contrats ou les nouvelles formes de contractualisation).

31. Que représente un prix de fourniture ?

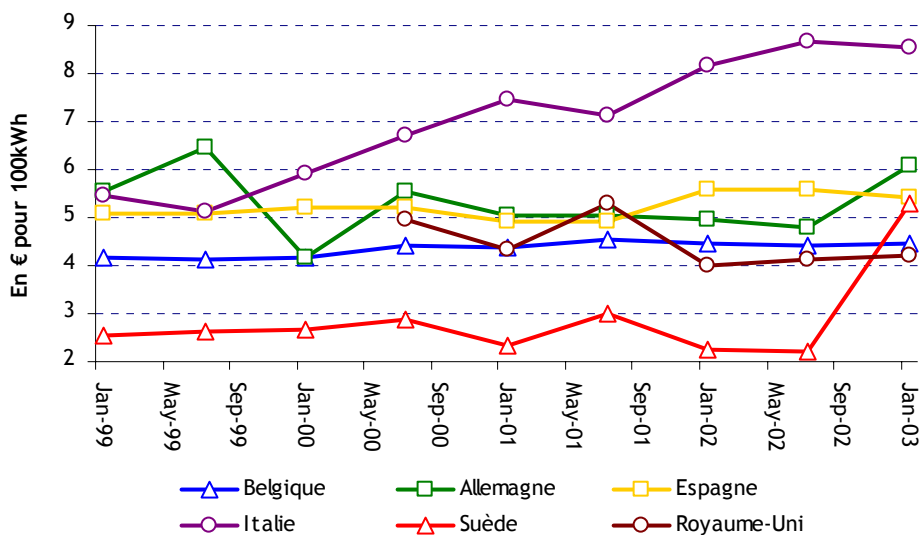
a) Significativité du contrat de fourniture

Les contrats de fourniture entre les producteurs et les consommateurs sont des engagements de long terme conclus pour assurer une visibilité suffisante. Il s'agit notamment de contrats dits « historiques » comme ceux entre EdF et de grands industriels (Peychiney, Arcelor, Saint Gobain ...). Même si ces données sont confidentielles, on peut imaginer que le prix de ce contrat permettait de recouvrir l'ensemble des coûts et des risques associés. Aujourd'hui, ce type de contrat n'est plus proposé, les prix évoluent donc de manière assez chaotiques. Le prix se formerait de la façon suivante : une base indiciaire (tel le Platt's ou un produit dérivé, s'il existe) auquel on ajoute une prime de risque, fonction de la nature plus ou moins prévisible de la courbe de charge.

b) Evolutions récentes

Le graphique suivant met en évidence l'évolution de la facture d'un client consommant 70GWh/an pendant 7000h avec une demande de pointe de 10000kW. Ces prix incorporent les charges de transport et sont exprimés hors TVA.

Graphique 6 : Evolution des prix de l'électricité pour un consommateur médian (70GWh)



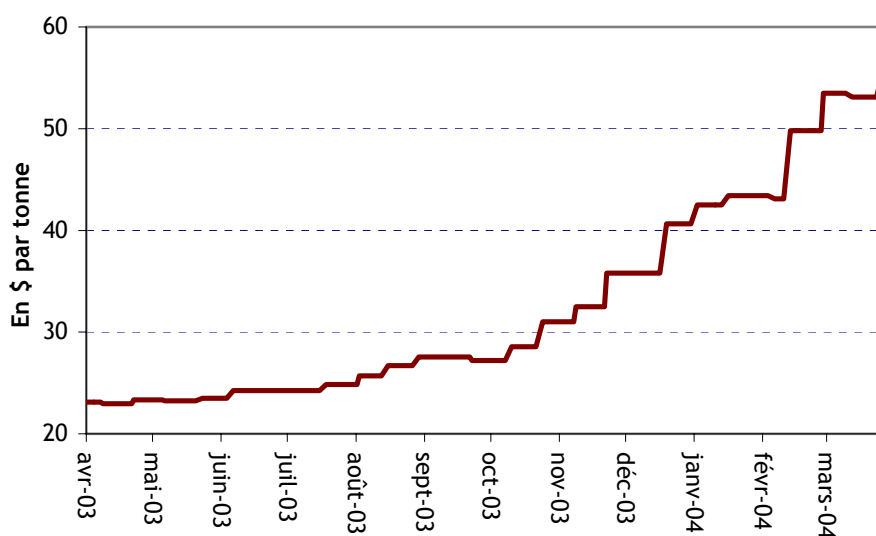
Source : Eurostat (2003)

c) Les causes structurelles à l'augmentation des prix de l'électricité

Comment interpréter une telle évolution des prix ? Il existe sans doute des éléments structurels à l'augmentation des prix de l'électricité :

- La consommation continue à croître à un rythme modéré alors que l'offre est restée constante. Sur le périmètre Benelux – France, la consommation augmente de 2% par an soit 13 TWh/an depuis 10 ans alors que la construction de nouvelles unités de production n'a pas dépassé 1% sur la même période.
- Le prix du charbon a connu une forte augmentation au cours de l'année 2003, du fait d'une demande croissante, notamment de la Chine. Le graphique suivant représente le prix spot du charbon à Newcastle. Cette hausse renchérit le prix de l'électricité produite à partir de ce combustible. Ce point est particulièrement impactant pour l'Allemagne dont 52% de sa production électrique est issue de charbon et lignite.

Graphique 7 : L'évolution du prix spot du charbon



Source : Reuters

- Contrairement à certaines craintes, le processus de libéralisation a permis de clarifier et quantifier les missions de service public (soutien aux filières renouvelables, péréquation, tarif social...). Or, une hausse substantielle de ces charges a été observée. En France, le coût de celles-ci est de 1.7 milliard d'euros pour 2004 soit 4.5€ par MWh. Avec la mise en place de la directive sur le marché européen de quotas d'émission de gaz à effet de serre, ce coût devrait encore augmenter.
- Une dernière explication pourrait résider dans la structure de plus en plus concentrée du marché Européen. Entre 1999 et 2002, la part des sept plus gros électriciens (EdF, Eon, RWE, Enel, Endesa, Electrabel, Vattenfall) est passée de 55 à 63% de la capacité de production européenne.

32. Une solution complémentaire : la contractualisation

a) Théorie de la négociation

L'une des solutions à la volatilité croissante et à l'imperfection des marchés à terme est de proposer aux acteurs des contrats de long terme. Il s'agit de partager le risque prix de l'électricité qui, aujourd'hui, incombe uniquement au consommateur. Néanmoins, ils doivent avoir un pouvoir de négociation suffisant pour y parvenir. En effet, la théorie économique nous apprend que des conditions sont nécessaires pour assurer l'optimum.

En 1960, R. Coase explique dans son article The problem of social cost, qu'un marché parfaitement concurrentiel n'est pas nécessaire pour atteindre l'efficacité. Si le marché est inefficace, alors les

opérateurs se rencontreront et négocieront pour parvenir à un équilibre efficace. Ce processus aboutit à un optimum si il n'y a pas de coûts de transaction ni d'asymétries informationnelles.

De plus, Myerson et Satterthwaite (1983) ont montré quelles sont les conditions suffisantes pour réussir une négociation. On en dénombre trois :

- que la valeur d'usage de l'acheteur et les coûts de production du vendeur soient des informations publiques
- que tous les agents soient certains de réaliser des gains positifs (que le risque d'avoir des gains inférieurs aux coûts engagés est nul)
- que les agents soient obligés de réaliser la négociation

Dans ce cadre, l'électricité ne semble remplir aucune des conditions décrites ci-dessus. Dès lors, malgré les imperfections liées à toute négociation, cela n'empêche pas les acteurs de réaliser des « arrangements » hors marché afin de couvrir une partie de leur risque. Il n'est pas question ici de nier tout recours au marché mais simplement d'attribuer à chaque outil une fonction précise :

- au contrat de long terme, le double rôle (1) d'assurance du risque prix global et (2) d'investissement afin de sécuriser une fourniture à un prix stable
- au produit à terme, le double rôle de (1) couverture de la volatilité des prix spot et (2) d'arbitrage par rapport au contrat de long terme
- au produit spot, le rôle d'équilibrage du risque « volume » ie la dentelle.

b) Les mesures visant à promouvoir la contractualisation pour le secteur électrique

Sur des marchés qui intrinsèquement sont les plus volatils parmi les marchés de matières premières, les investisseurs ont besoin de garanties de débouchés et de prix dans le cadre de contrats de long terme. Ceci est en train de se réaliser en Finlande où trois industriels papetiers (propriétaires du second producteur électrique) s'engagent dans un nouveau projet de réacteur nucléaire afin de garantir leur approvisionnement de long terme et ainsi limiter leur risque. En effet, nulle part les gros acheteurs industriels - soumis au risque des affaires - ou les distributeurs électriques qui n'ont plus de débouchés garantis, ne peuvent bénéficier de tels contrats. Avec ce mode contractuel, les papetiers valorisent un profil de charge simple c'est-à-dire un ruban de production identique quelque soit la période de l'année.

Une deuxième forme de contractualisation réside dans les clauses d'effacement des industriels. Ces clauses, intégrées dans les contrats de fourniture, permettent aux producteurs d'effacer la consommation de leurs clients (en contrepartie d'une rémunération) afin de mieux optimiser le parc de production du fournisseur. Cette forme de contractualisation a été très utile durant la canicule 2003. On estime qu'EdF a effacé une quarantaine d'industriels français sur le territoire nationale. Cette mesure a permis d'économiser au total entre 1 000 et 1 500 mégawatts dont la moitié a été portée par l'usine d'Eurodif. Une autre modalité de l'effacement se trouve dans la possession d'équipements d'auto production.

Enfin, une dernière forme de contractualisation consiste à promouvoir l'agrégation afin de bénéficier d'un pouvoir de négociation supplémentaire. Pour le moment, celle-ci n'est possible que pour les différents sites d'un même groupe mais on peut espérer que ce concept soit étendu, par exemple, aux collectivités locales qui pourraient jouer le rôle d'un acheteur unique.

Conclusion

A l'aune de ce qui précède, il semble bien, qu'avec le processus de libéralisation, le prix de l'électricité ait changé de nature. D'un prix unique, stable et dont le risque était entièrement supporté par le producteur, nous sommes passés à un système de plusieurs prix (spot, terme ...) ayant leur propre logique et complexité.

Ce transfert du risque vers le consommateur a nécessité la création d'instruments financiers pour se couvrir contre la volatilité et les comportements erratiques des prix. Néanmoins, ces outils sont encore à améliorer notamment pour la valorisation des options.

Dès lors, des solutions alternatives doivent être proposées. La contractualisation (effacement, agrégation et partenariat pour l'investissement) apparaît comme une mesure crédible.

Ce constat n'est cependant pas définitif. La donne pourrait changer pour trois raisons :

- l'apparition de produits financiers plus spécifiques à l'électricité
- l'opportunité du renouvellement du parc électrique (une majorité des centrales européennes devront être renouvelées dans l'avenir), ce qui permettra aux industriels - en ayant les moyens - d'investir à l'image des papetiers finlandais
- l'ouverture du marché à tous les professionnels (juillet 2004) devrait faciliter l'agrégation des sites. Le modèle américain des « marketers », sorte d'acheteurs de gros faisant l'intermédiaire entre producteurs et consommateurs, est sans doute une voie à explorer.

Bibliographie

Coase, (1960) R. The Problem of Social Cost.

DGEMP, (2003). Coûts de référence de la production électrique.

Eydeland et Geman, H (1999), Fundamentals of Electricity derivatives, *Energy Modelling and the Management of Uncertainty*, Risk Books

Giraud, P-N, (2004) Economie des commodities. Polycopié de cours, Université Paris IX Dauphine.

Powernext, Bilan 2003, Paris, 2004.

Ouvry V., Evolution du marché gazier européen à long terme : organisation et prix, thèse de doctorat, ENSMP, 1998.

ⁱ Cela nécessite, qu'à chaque instant, la puissance injectée par les producteurs équilibre exactement la puissance soutirée des consommateurs finaux et les pertes d'énergie le long du réseau de transport.

ⁱⁱ Il achète du physique au comptant à P_c0 (le prix du physique en t_0) et simultanément il vend un contrat de la même quantité à terme t_1 à un prix $P_{t1} = P_c0 + R$. A l'échéance t_1 , l'opérateur revend le physique à P_{c1} et rachète son contrat à P_{c1} également puisqu'à son échéance le prix du contrat = le prix du physique.

ⁱⁱⁱ Si il y a un déport D ($P_t = P_c - D < P_c$), un opérateur qui dispose en t_0 de physique dont il n'a pas l'usage avant t_1 , fera une opération de « reverse cash and carry » : en t_0 , il vend du physique à P_c0 et achète un contrat à $P_{t1} = P_c0 - D$. A l'échéance t_1 , il rachète le physique à P_{c1} et revend son contrat à P_{c1} .

^{iv} Conférence UFE-VDEW, Paris 16/04/2004 Présentation de Jean-François Conil-Lacoste, Directeur général de Powernext.