

Du commerce de l'énergie vers le trading

Conférence organisée par le Club ENERGIE-MINES du jeudi 25 mai 2000

Propos recueillis par Romain GUIARD (P98), Hélène NGUYEN (P94) et Jean-Louis RENAUDOT (N85).

Thierry DAUBIGNARD (E86) est aujourd'hui Manager de l'activité commerciale des produits dérivés, à la Société Générale.

Jacques LAURELUT (E69) est Directeur du Centre des Opérations Gaz (COG), à Gaz de France.

La conférence fut animée par François GIGER (CM75), Président du Club ENERGIE-MINES.

Dans le contexte mouvant de l'ouverture des marchés du gaz, l'électricité se réorganise. Des problématiques nouvelles se présentent aux opérateurs : contrats à diverses échéance, volatilité des prix, risks management, swaps, arbitrages, etc... Ce sont pour la plupart d'entre elles des notions nouvelles, qui se développent dans le commerce de l'énergie.

Thierry DAUBIGNARD commence son exposé par un historique des marchés pétroliers, présente les différents types de risques dans la chaîne pétrolière, afin d'introduire les produits dérivés, puis conclut sur les motivations d'une banque à s'engager dans les marchés de l'énergie.

Avant 1980, les approvisionnements en pétrole étaient régis par des contrats à long terme entre les producteurs et les consommateurs.

Les années 80 ont connu une libéralisation des marchés qui s'est accompagnée d'une hausse des prix et d'une forte volatilité des cours. Les pays consommateurs voulaient acheter au meilleur prix et limiter les risques financiers. Les marchés spot et à terme se sont développés à cette époque.

A partir des années 1990, le développement des nouvelles techniques financières a favorisé une explosion des marchés financiers sur les produits pétroliers.

De nos jours, le marché financier traite 24 heures sur 24 entre l'Asie, l'Europe et les Etats-Unis. Sur chacune de ces zones géographiques des index servent de référence sur le brut. Parallèlement à ces index, des marchés organisés se sont développés.

Le pétrole représente 10% du commerce mondial. C'est le marché de matières premières le plus important avec environ 2 milliards de USD par jour échangés.

Tout au long de la chaîne pétrolière, les risques sont bien identifiés et différent d'un intervenant à un autre. En début de chaîne, il y a le risque producteur. En fin de chaîne, le risque consommateur. Tous les deux sont des risques de prix absolu. Entre les deux, il y a des intervenants qui ont des risques de prix relatifs. Ils doivent gérer des risques de qualité entre soit du brut soit des produits pétroliers, mais également des risques de temps, puisque des transporteurs vont charger du pétrole à une certaine date pour le revendre quelques jours ou quelques semaines plus tard. Des intervenants font aussi du stockage avec des risques de dépréciation de leur stock. Tous ces intervenants agissent soit sur des bourses (les marchés organisés) soit à travers des banques ou des pétroliers pour avoir accès à des produits de couverture qui sont traités en gré à gré.

Les marchés organisés sont surtout destinées à des professionnels du marché du pétrole ou à ceux qui gèrent des risques de prix. C'est à dire des producteurs, des gros consommateurs qui ont une taille

suffisante pour détenir une salle de marché, des négociants qui vont jouer sur le temps ou la qualité, des banques qui interviennent pour gérer les risques liés au flux de transactions, et enfin des investisseurs qui sont là pour faire essentiellement de la spéculation ou pour avoir un portefeuille diversifié.

Les produits dérivés sont des produits financiers qui permettent de gérer les risques de prix. Il en existe deux grandes familles. Les contrats *Future* ou *Swap* d'une part, les contrats optionnels d'autre part. La différence entre les deux est que d'un côté, il y a un engagement symétrique entre un acheteur et un vendeur. C'est à dire que le risque est équivalent entre les deux. En revanche, une option garantit un cours plancher ou un cours plafond à l'acheteur de cette option donc par voie de conséquence le vendeur de l'option doit supporter un risque. Pour rémunérer le preneur de risque, l'acheteur de l'option verse une prime.

Pour connaître l'évolution dans le temps de la maturité d'un marché, il est intéressant de comparer le nombre de transactions effectuées sur les marchés à terme par rapport au marché physique réel. Dans le cas du gaz naturel en Angleterre, depuis 1994 jusqu'à aujourd'hui, le nombre de transactions physiques par rapport au marché est passé de 1 pour 1 à 1 pour 10, ce qui montre une maturité certaine du marché anglais. Un rapport de 1 sur 10 est généralement un bon indicateur pour dire qu'un marché devient transparent, liquide et efficient.

Pourquoi une banque comme la Société Générale s'implique-t-elle dans les marchés de l'énergie? Le rôle d'une banque est de proposer un service à ses clients en se substituant à lui pour gérer son risque de prix. Par expérience, une banque est habituée à gérer des risques de prix et de volatilité. Or les marchés de matières premières et ceux du pétrole sont très volatiles. De plus, cela permet à une banque qui a de nombreux clients industriels d'élargir son éventail de produits et donc de proposer un service intégré depuis le financement jusqu'au trading, de sécuriser des projets à la fois à court et à long terme.

Jacques LAURELUT présente l'évolution du marché Européen du gaz, ainsi que sa situation actuelle après avoir défini les caractéristiques d'un marché court terme, puis finalement met en évidence les interrogations liées au développement de ce marché.

Traditionnellement, le marché européen du gaz était constitué d'un petit nombre de grandes entreprises intégrées, la plupart d'entre elles bénéficiant de monopoles géographiques. La croissance de ce marché était basée sur celle des économies, et le prix du gaz calculé sur le principe du net back : le gaz est considéré comme une énergie "marginale", dont la valeur dépend de la disponibilité des autres énergies. C'est ce système qui a permis de construire les grandes infrastructures européennes, principalement les axes Russie-Allemagne- France, Algérie-France et Mer du Nord - Italie via l'Allemagne ou la France.

Mais trois événements bousculent cet équilibre. Tout d'abord, l'apparition il y a dix ans au Royaume-Uni d'un marché court terme plus ouvert et plus transparent. Ensuite, la mise en service en 98 d'un "pipe" reliant le Royaume-Uni au continent, corrélant ainsi ces deux marchés. Enfin, la Directive Européenne sur l'ouverture des marchés qui assure aux tiers un accès au réseau, et qui déséquilibre potentiellement le marché par l'éligibilité de 20 % des ventes.

Aujourd'hui, les intermédiaires disparaissent sous la pression des prix. Les barrières amont et aval diminuent, et les acteurs sont de moins en moins nombreux. Comme dans l'industrie pétrolière avec les récentes fusions, pour les acteurs de l'industrie du gaz, l'acquisition d'une taille critique est très importante. L'ouverture du marché en Europe est programmée pour le 10 août 2000.

Dans un marché à court terme, les opérateurs s'accordent sur un lieu de marché et sur la nature du produit commercialisé : c'est le contrat-type. Celui-ci prévoit tous les problèmes, et leurs solutions dans un cadre juridique. Il ne reste plus qu'à décider de la quantité, du prix et de la date de livraison. Les

transactions devant s'effectuer dans une transparence totale, le prix du marché est publié. Dès lors, tout écart de prix avec celui du marché doit être motivé auprès du client.

Néanmoins, les transactions sur ces marchés ne représentent en volume qu'une fraction de la quantité totale de gaz disponible. Les prix fabriqués à la marge du marché sont hautement instables. C'est pourquoi, il faut créer des outils stabilisateurs pour se couvrir; ce sont les produits dérivés.

La situation actuelle du marché en Europe est assez disparate. Au Royaume-Uni, il existe un marché organisé court terme. Un hub, place de marché, est en cours de création en Belgique. Les règles d'accès des tiers au réseau sont en cours d'élaboration. En outre, il y a de nombreux points d'étranglement sur les réseaux, ce qui crée un hors marché potentiellement important. Les clients lancent maintenant des appels d'offre multi-pays, auxquels répondent des "marketeurs" puissants comme les pétro-gaziers qui maîtrisent bien ces techniques.

Certaines incertitudes demeurent, concernant le développement de nouvelles grandes infrastructures à côté de points d'étranglement sur les réseaux ou la domination potentiellement écrasante de certains acteurs.

Dans ce contexte, Gaz de France augmentent ses investissements, renforce ses actifs à l'amont (achat de gaz en gisement), développe des alliances fortes et poursuit sa croissance en aval hors du territoire national.

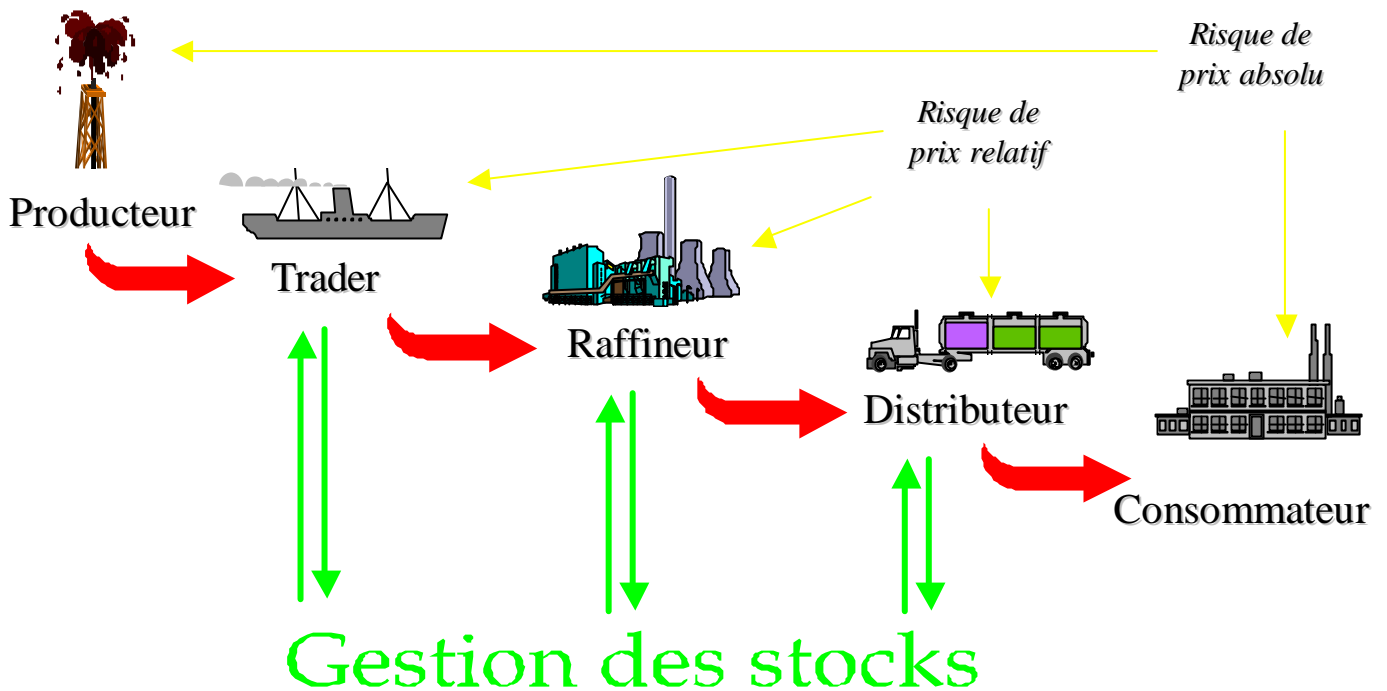
Les exposés furent suivis d'un échange de questions-réponses entre les intervenants et l'auditoire portant essentiellement sur le développement du marché (devenir des contrats à long terme, relations clients-fournisseurs, marché sur internet,...).

Le Club ENERGIE-MINES tient à remercier Thierry DAUBIGNARD et Jacques LAURELUT pour leur présentation qui a suscité un vif intérêt.

Quelques définitions :

- Marché spot : marché où il est possible d'acheter ou de vendre un certain actif (en l'occurrence, du pétrole) du jour pour le lendemain.
- Contrat à terme : engagement pris par un acheteur et un vendeur de prendre livraison ou de livrer une quantité d'actifs à une date future déterminée (maturité) et à un prix fixé aujourd'hui.
- Option : l'acheteur d'une option d'achat (call), resp. de vente (put), acquiert le droit - et non l'obligation - d'acheter, resp. de vendre, un actif à un prix d'exercice fixé pour une date d'échéance fixée.
- Future : contrat à terme négocié sur un marché organisé et non de gré à gré.

Les différents types de risques dans la chaîne pétrolière



Couverture du risque - Les marchés organisés

