

## Le fonctionnement du marché du gaz européen

*Le marché européen du gaz est en pleine mutation. La libéralisation, initiée au Royaume-Uni il y a plus de 15 ans, commence à transformer aussi en profondeur le marché continental, dont les prix du gaz sont historiquement liés au pétrole. La crise économique de 2008 qui s'est transformée en décroissance énergétique, en 2009, a entraîné les prix "spot" du gaz à la baisse, tandis que les prix du pétrole ont finalement été beaucoup moins affectés. Ce différentiel de prix permet aux nouveaux opérateurs de marché (dont la Société Générale) d'optimiser leurs approvisionnements et de concurrencer les acteurs historiques.*

### La coexistence de plusieurs prix en Europe...

«Spot» au Royaume-Uni, premier marché libéralisé

Le marché gazier britannique a été le premier à être libéralisé en 1996. La première directive européenne sur le marché intérieur du gaz ne date que de 1998. Et il a fallu attendre 2003 pour que la France ouvre son marché intérieur et supprime le monopole d'importation détenu jusqu'alors par Gaz de France.

La libéralisation s'accompagne toujours :

- de la création de places de marché appelées «hubs» qui permettent aux multiples acteurs d'échanger du gaz et d'aboutir à un processus de découverte du prix ;
- d'une régulation pour les activités qui restent en monopole comme les gazoducs et les stockages.

Les acteurs peuvent échanger des volumes de gaz via des places de marchés organisées (prix «futures») ou entre eux (OTC pour «Over the Counter»). Les places de marchés

#### Quelques jalons de son parcours

*Thierry Daubignard est actuellement responsable des activités de marchés sur l'énergie pour l'Europe et l'Asie chez Société Générale Corporate & Investment Banking. Auparavant, il était Directeur général chez Gaselys de 2005 à 2010 après avoir passé quatre ans au poste de Directeur général adjoint.*

*Il a commencé sa carrière en tant qu'ingénieur-économiste sur le pétrole à l'Institut Français du Pétrole. En 1991 il rejoint Société Générale dans le département options des activités de marchés pour les matières premières en tant que vendeur sur les produits dérivés de l'énergie. En 1995, il est nommé responsable de l'équipe Marketing Dérivés Énergie.*

*Thierry Daubignard est diplômé de l'École Nationale Supérieure des Mines de Saint-Étienne en 1989 et de l'École Nationale Supérieure du Pétrole et des Moteurs en 1990.*



Thierry DAUBIGNARD  
(E86)

Responsable des  
activités de marchés  
sur l'énergie  
pour l'Europe et l'Asie

organisées ont un nombre limité de contrats «futures», alors que la liste des contrats OTC est beaucoup plus vaste. Sur le contrat le plus liquide («NBP Month Ahead»), les «ICE futures» gagnent du terrain et représentent 36% des transactions en 2010 pour livraison le mois suivant.

Au total, les transactions OTC et «futures» représentent en Grande-Bretagne plus de 16 fois la consommation totale du pays.

Aujourd'hui, l'antériorité britannique et la production proche, en Mer du Nord, ont permis à la place de marché locale (NBP) de se développer et d'être la plus liquide et donc actuellement, la plus représentative. Mais l'Europe Continentale est en passe de rattraper son retard et les hubs belge (ZEE pour Zeebrugge), hollandais (TTF), allemands (NCG et Gaspool), français (PEG Nord, PEG Sud et TIGF), autrichien (Baumgarten) et italien (PSV) voient leurs volumes d'activité croître fortement. Le TTF hollandais pourrait être le futur hub principal en Europe Continentale.

NBP et ZEE cotent le gaz en pence/therm tandis que les autres places européennes le cotent en €/MWh. Deux gazoducs relient le Royaume-Uni au reste du Continent : le IUK pour la Belgique et le BBL pour les Pays-Bas. Les prix "spot" ZEE et TTF sont donc très corrélés au prix du NBP. La compétition est grande sur le Continent pour l'émergence d'une place principale pour une cotation en euro.

L'augmentation des transactions et de la liquidité permettent une corrélation de plus en plus grande en Europe Continentale. Cela pourrait permettre, à moyen terme, à l'Europe Continentale de suivre l'exemple américain avec un hub principal (TTF) et des cotations de «spreads» avec les autres hubs européens ; les spreads dépendant des problématiques et particularités locales (congestion des voies de transport, niveau des stockages, etc.).

#### L'équilibre offre-demande fixe les prix "spot"

Au Royaume-Uni, le gaz est presque exclusivement vendu sur des formules "spot". C'est la compétition gaz-gaz et l'ordre d'appel des centrales électriques qui fixent les prix au NBP. La demande gazière est sensible aux facteurs climatiques et au besoin des centrales pour la production élec-

Les principaux hubs européens



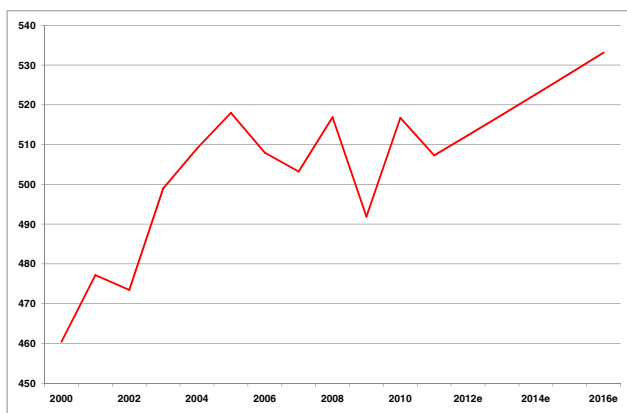
Source : SG Cross Asset Research

trique. La production électrique peut être générée à partir de plusieurs sources : nucléaire, hydro, vent, soleil, charbon et fioul. Pour maximiser leurs profits, les générateurs font d'abord appel aux centrales qui produisent l'électricité la moins chère (nucléaire ou renouvelables) puis aux centrales à charbon, fioul ou gaz suivant les différents «spreads».

L'Europe a souffert de la récession qui, en 2009, a entraîné une baisse historique de la demande gazière de 6% par rapport à 2008. Le rebond de 2010 est essentiellement dû à la rigueur climatique du premier semestre. Nous prévoyons donc une nouvelle baisse de la demande en 2011 (à prévision climatique moyenne).

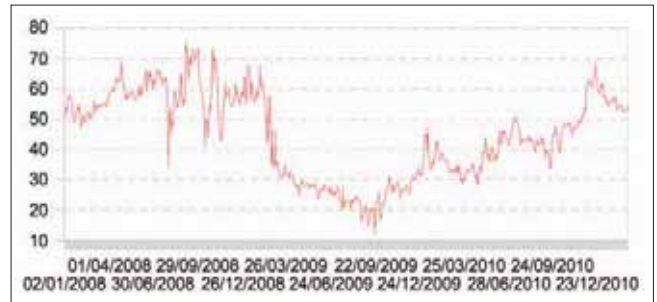
Cette décroissance de la demande a entraîné une baisse des prix "spot".

Demande gazière européenne (bcm)



Source : IEA / SG Cross Asset Resea

Spot «Day-ahead» NBP (p/th)



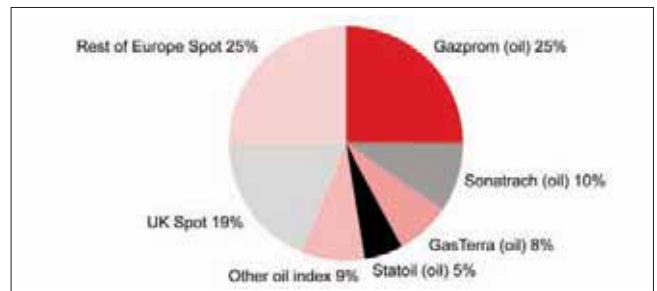
Source : SG Cross Asset Research / Reuters

**Formules indexées sur le pétrole en Europe Continentale**

Historiquement, dans chacun des marchés domestiques, les prix du gaz étaient établis à partir des produits pétroliers en concurrence avec le gaz (essentiellement le fioul et le gasoil).

Des contrats de plusieurs décennies, qualifiés de «long terme», lient les grands exportateurs (essentiellement le russe Gazprom, le norvégien Statoil, l'algérien Sonatrach et le qatari Qatar Petroleum) et les grandes «utilities» européennes (E.ON, ENI, GDF SUEZ, VNG, RWE, SPP, etc.). Le poids de ces contrats historiques implique que les formules pétrole représentent, en Europe continentale, toujours 69% des quantités de gaz consommées. En intégrant le Royaume-Uni, 56% du gaz consommé en Europe est acheté avec un index pétrole.

44% du gaz est vendu "spot" en Europe



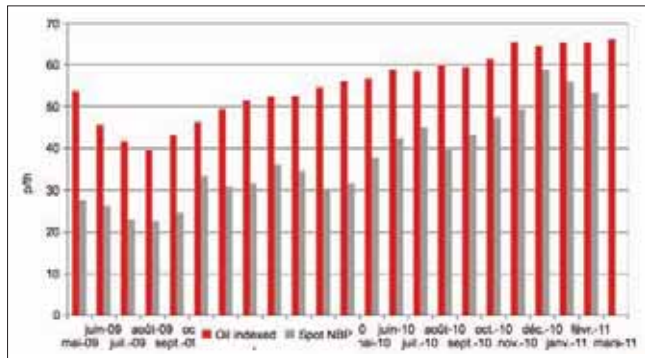
Source : SG Cross Asset Research

La baisse de la demande en 2009, l'accroissement des capacités de liquéfaction et l'augmentation de la production du gaz non conventionnel aux USA ont entraîné, en Europe, une dé-corrélation des prix entre les marchés "spot" et les formules pétrole. L'industrie gazière en Europe Continentale doit s'adapter à cette évolution.

**... va permettre une concurrence accrue...**

Les contrats Long Terme prévoient des flexibilités sur les volumes assorties d'une obligation de prendre une quantité minimum annuelle ; ils sont qualifiés de «Take or Pay» car l'acheteur doit, de toute façon, s'acquitter du paiement de la quantité minimum contractuelle. La forte baisse de la

Moyennes mensuelles pour le gaz :  
formule pétrole (NWE estimée par Platts) et "spot"



Source : SG Cross Asset Research / Platts

demande gazière en 2009 et la dé-corrélation entre les prix indexés pétrole et les prix "spot" entraînent un pré-paiement de certaines *utilities* auprès de Gazprom (1 milliard de \$ en 2010 pour les volumes non appelés en 2009 et 2.5 milliards de \$ en 2011 pour les volumes non appelés en 2010). Les *utilities* européennes sont donc dans une position délicate avec des obligations de pré-paiements et des marges négatives lors de la revente de ce gaz à de grands industriels, qui exigent eux d'acheter leur gaz le moins cher possible, c'est-à-dire sous des formules "spot" aujourd'hui.

Ces différentiels de prix permettent ainsi aux nouveaux opérateurs de marché d'optimiser leurs approvisionnements et de concurrencer les acteurs historiques qui se trouvent long en gaz cher, indexé pétrole. C'est dans ce cadre là que les banques (dont la Société Générale) espèrent prendre des parts de marché significatives dans le trading de gaz en Europe, en se «sourçant» essentiellement sur les marchés "spot" tandis que les *utilities* disposent d'un portefeuille historique de contrats Long Terme.

### ... avant un réalignement des prix "spot" à l'horizon 2016

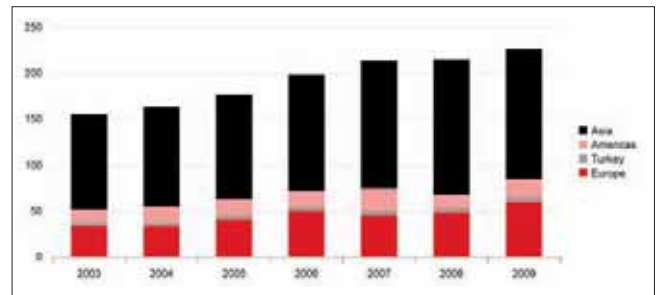
#### Le GNL, un marché mondial en devenir

Contrairement au gaz gazeux qui est livré par gazoducs, le gaz naturel liquéfié (GNL) livré par bateaux permet d'arbitrer entre l'ensemble des pays consommateurs.

Aujourd'hui, l'excès des capacités de production par rapport à la demande anémique permet aux trois grands marchés (Europe, Amérique du Nord et Asie) de rester indépendants.

L'Amérique du Nord est devenue, grâce aux gaz non conventionnels, auto suffisante en gaz et les prix américains, très bas, reflètent cette bulle gazière locale. La croissance de la production gazière américaine dans les années à venir ne devrait pas changer cette donne. Ces prix bas pourraient

Importations de GNL par zones (bcm)



Source : SG Cross Asset Research / GIIGNL

même permettre aux industriels d'envisager de nouvelles substitutions au profit du gaz (transport ?).

Les acteurs historiques en Asie sont le Japon et la Corée du Sud qui importent 100% de leur gaz sous forme de GNL. Pour assurer leur sécurité d'approvisionnement, ces deux pays ont toujours payé une «prime» par rapport aux autres zones de livraison. L'Asie ne disposant pas de place de marché, continue à acheter son gaz sous des formules pétrole (en moyenne, plus chères que les formules européennes). La Chine et l'Inde, qui ont des taux de croissance de la demande supérieurs à 10% par an, ont donc besoin d'attirer des quantités additionnelles de GNL car leur approvisionnement en gaz gazeux n'est pas suffisant. La zone Asie devrait donc voir ses importations de GNL croître et rester sous des indexations pétrole.

L'Europe, dont la production domestique est en déclin, devra aussi augmenter ses importations de GNL. À partir de 2016, nous estimons que la capacité de production mondiale redeviendra tendue entraînant, de facto, un réalignement des prix "spot" en Europe sur les prix les plus élevés, c'est-à-dire les indexations pétrole asiatiques ! Les acteurs européens doivent donc trouver un business modèle capable d'être profitable aujourd'hui avec des prix "spot" bas et décorrélés du pétrole mais aussi avec un risque à moyen terme de voir les prix "spot" remonter et se re-corréler au pétrole. ●