

Chapitre 5 : Le marché de gros

Le marché de gros est le terrain de rencontre entre l'offre et la demande. Les activités qui s'y déroulent sont certainement les moins connues du public car elles ne touchent pas directement le consommateur, même s'il en subit indirectement les conséquences. En revanche, cette thématique est l'une des plus passionnantes car c'est véritablement à ce niveau que le marché gazier se dessine. Dans ce monde se côtoient notamment finance internationale, économie, géopolitique, etc... Deux grandes écoles s'y affrontent : d'une part, le système classique des contrats de long terme indexés sur les produits pétroliers compte encore de nombreux sympathisants. Ce système n'est aujourd'hui plus justifié et nous voyons apparaître de nouvelles places de marché, nommées hubs, sur lesquelles les contrats s'échangent à des prix compétitifs sans lien avec les produits pétroliers. Il existe à ce titre de nombreuses références sur ce sujet^{xxvi}. L'ambition est ici d'aborder plus spécifiquement l'organisation et le développement du marché français.

1) Les contrats de long terme et l'indexation sur les produits pétroliers

Il serait impossible de le nier, le pétrole s'est imposé comme l'énergie reine pendant des décennies. Cet hydrocarbure a fondamentalement changé la face du monde. Les transports et l'industrie chimique en sont particulièrement dépendants. Il s'impose sans surprise comme le produit dont les flux mondiaux sont les plus importants, en volume et en valeur. A côté de cela, le gaz a eu du mal à trouver sa place. A l'époque, lorsque du gaz était extrait d'un gisement pétrolier, il était brûlé sur place. On ne savait pas comment le valoriser. Puis, progressivement, le gaz a su prouver son utilité et les premiers échanges ont eu lieu. La question de son prix s'est naturellement posée. Le gaz était en compétition avec le pétrole, par exemple dans l'industrie ou le secteur résidentiel. Pourtant, le pétrole était en situation de force : il peut systématiquement se substituer au gaz¹⁸³, alors que l'inverse n'est pas vrai. En conséquence, son prix s'est vu indexé sur celui des produits pétroliers. Pour se sécuriser, les fournisseurs ont mis en place dans les années 1960 des contrats d'approvisionnement avec les pays producteurs sur de grandes périodes (plusieurs dizaines d'années), offrant un débouché assuré à ces derniers. Il s'agit des contrats de long terme. Ces contrats sont négociés de gré à gré, c'est-à-dire directement entre l'acheteur et le vendeur à des prix et à des conditions spécifiques.

xxvi A l'inverse, certains auteurs considèrent que les contrats de long terme ne font pas partie des marchés de gros. Les contrats y sont pourtant bien négociés et échangés mais avec des spécificités différentes que les contrats de court ou moyen terme. Il s'agit simplement d'une question de définition.

Depuis quelques années, le vent a tourné. De nouveaux marchés gaziers se sont développés avec un vrai prix de gaz. Ce sont les marchés hubs, qui seront détaillés dans ce chapitre. Les formules indexées sur les produits pétroliers ne sont aujourd’hui plus compétitives et handicapent les fournisseurs qui tentent de renégocier cette indexation et les clauses d’engagements avec les producteurs. Les tensions sont nombreuses. Le cas le plus médiatisé est le différend entre Gazprom et l’Union Européenne. La Commission a ouvert une enquête : elle souhaite vérifier si l’entreprise russe n’est pas en situation de violation des règles antitrust européennes¹⁸⁴. Parmi les pratiques remises en question^{xxvii}, la Commission affirme que Gazprom pourrait avoir imposé des prix déloyaux à ses clients via cette indexation sur le pétrole¹⁸⁵. Sans surprise, Gazprom n’est pas favorable à l’indexation hub dans ses contrats. Vladimir Poutine indique que l’indexation pétrolière est la plus juste¹⁸⁶. Un basculement vers les marchés hubs induirait un risque sur les futurs investissements nécessaires au développement des infrastructures gazières et nuirait à la sécurité énergétique¹⁸⁷. Certains producteurs ou compagnies commerciales tels que l’hollandais GasTerra ou le norvégien Statoil sont en revanche plus enclins que d’autres à diminuer l’indexation sur les produits pétroliers pour accroître l’indexation sur les marchés hubs¹⁸⁸. L’allemand Wintershall a par exemple signé un contrat d’approvisionnement de long terme (sur 10 ans) avec Statoil, dont le prix est principalement connecté aux hubs allemands¹⁸⁹ (Gaspool et NCG). Statoil a effectivement bien anticipé cette dynamique, et ses ventes ont atteint des records en 2012¹⁹⁰. Gazprom se voit donc contraint de prendre le train en marche, et prévoit d’augmenter davantage son indexation sur les hubs qui est de l’ordre de 7%¹⁹¹. Il est très difficile d’avoir une idée précise des proportions d’indexation à l’échelle européenne, car cela relève du secret des affaires. Les chiffres varient selon les études. Il semble que l’indexation sur les produits pétroliers reste majoritaire¹⁹² même si nous ne sommes plus très loin du point de basculement¹⁸⁸.

GDF Suez renégocie également ses contrats pour accroître la part d’indexation marché dans son portefeuille européen. Selon le rapport d’audit de la Commission de Régulation de l’Energie sur les coûts d’approvisionnement de GDF Suez, 26% du volume acheté via les contrats de long terme était indexé sur les marchés en 2012¹⁹³. On peut y lire que le groupe est impliqué dans un processus de renégociation pour porter cette indexation à 50%. Les achats sur les marchés de court terme sont aussi en croissance : 28% du portefeuille européen pour cette même année¹⁹³. Les tarifs réglementés proposés par GDF Suez reflètent la structure d’approvisionnement du groupe sur les contrats de long terme (voir le chapitre 6). Cela explique pourquoi les tarifs réglementés sont décriés pour leur manque de compétitivité²⁴³ et vont probablement s’éteindre pour les grands consommateurs (voir chapitre 6.8).

^{xxvii} Les deux autres allégations concernées sont : l’interdiction de revente à un tiers via les clauses de destination et la limitation des tiers aux infrastructures (gazoducs).

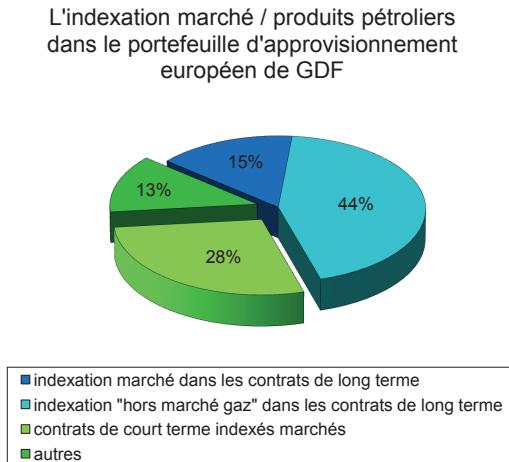


Figure 26. Le portefeuille d'approvisionnement européen de GDF Suez en 2012.
 Source : Commission de Régulation de l'Energie¹⁹³.

Le Commissariat au Développement Durable publie la répartition des contrats pour la France⁴¹ mais regroupe synthétiquement les contrats de moyen/long terme d'un côté et les contrats court terme de l'autre. Dans ces conditions, il est difficile de déterminer exactement quelle est la part des indexations sur le pétrole et sur les marchés gaziers. Le rapport indique que 85,4% des entrées brutes de gaz (transit inclus) correspondaient à des contrats de moyen et long terme en 2012. Les contrats de court terme sont encore bien en retrait mais augmentent sur les dernières années⁴¹.

2) L'émergence des marchés hubs

Les hubs sont des places de marché de gros dans lesquelles se rencontrent l'offre et la demande du gaz même. Les prix y reflètent véritablement le prix du gaz et s'affranchissent de toute indexation sur d'autres produits. Un hub performant est une place de marché dont les prix sont transparents (à l'inverse des contrats de long terme) et dans laquelle la liquidité est suffisante pour permettre un bon signal prix. Il existe des hubs dits physiques, c'est-à-dire que le gaz change de propriétaire en un point du réseau clairement défini. C'est par exemple le cas du hub belge ou autrichien¹⁹⁴. En France, il existe trois hubs virtuels, c'est-à-dire que le gaz peut changer de main peut importe sa localisation à condition qu'il soit dans le périmètre d'équilibrage du hub. Ils se nomment PEG pour Point d'Echange de Gaz et sont superposés aux trois zones d'équilibrage GRTgaz Nord (PEG Nord), GRTgaz Sud (PEG Sud) et TIGF (PEG TIGF).

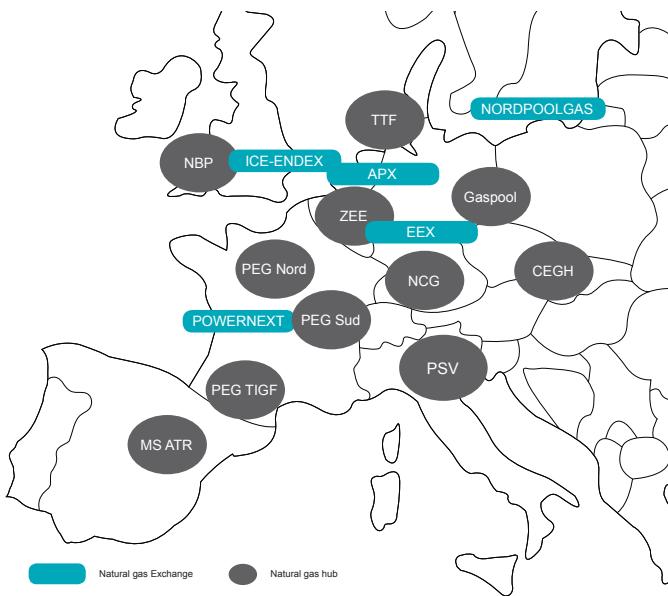


Figure 27. Quelques hubs en Europe de l'Ouest.

Un ensemble de facteurs¹⁹⁵ a contribué à l'émergence de ces nouvelles places de marché en Europe et notamment en France^{xxviii}.

- Les fondamentaux offre/demande ont radicalement changé. On assiste actuellement à une baisse marquée de la demande européenne depuis les 5 dernières années, par opposition à l'augmentation que l'on a connue depuis les années 1960. L'effet de la crise se fait ressentir mais d'autres éléments plus structurels bouleversent la donne comme par exemple l'impact des politiques climatiques. On note actuellement un intérêt croissant pour le charbon en tant que combustible dans les centrales de production d'électricité, son cours s'étant effondré. Avec le boom des gaz de schiste aux Etats-Unis, le charbon n'intéresse plus les énergéticiens dans ce pays. L'offre est alors abondante et redirigée notamment vers l'Europe.

^{xxviii} Cette analyse s'appuie sur l'article de Benedict de Meulemeester, Directeur Général d'E&C : « On the success of Hub gas pricing across the globe », 4/07/2013, disponible sur le blog d'E&C à l'adresse <http://energytistics.wordpress.com/2013/07/04/on-the-success-of-hub-gas-pricing-across-the-globe/> (page consultée le 10 octobre 2013). Repris avec l'autorisation d'E&C.

D'un point de vue de l'offre, l'émergence du gaz naturel liquéfié a aussi changé la donne et se pose comme une alternative sérieuse aux contrats de long terme. Il ne s'agit plus du tout d'un élément marginal, puisque près d'un tiers du gaz échangé dans le monde est liquéfié⁹⁰. L'Europe et la France peuvent plus facilement s'affranchir des approvisionnements par gazoducs avec les producteurs historiques. Le Qatar est le plus grand acteur à l'échelle mondiale⁹⁰ et l'histoire ne va pas s'arrêter : d'importantes capacités de liquéfaction vont être progressivement construites en Australie¹⁹⁶.

- Il existait déjà des hubs gaziers dans d'autres pays. Aux Etats-Unis, le Henry Hub, le hub gazier le plus important du pays a été créé en Mai 1988 en Louisiane¹⁹⁷. Même chose en Grande-Bretagne, avec la création du NBP hub^{xxix} en 1996¹⁹⁸. Ils ont démontré que ce type de structure était possible et que la déconnexion avec les prix des produits pétroliers était réalisable. En 1998, l'Europe Continentale a été reliée à la Grande-Bretagne via l'Interconnector^{xxx}, mélangeant directement deux systèmes de tarifications. Même en cas d'une offre saine, le prix du gaz pouvait souffrir d'une forte volatilité tout simplement parce que le marché pétrolier était agité. Il semble aujourd'hui évident que le prix du gaz n'a rien à faire avec les décisions de l'OPEP, les attaques contre les pipelines, etc. Bref, ces deux marchés n'ont plus de liens logiques.
- Le processus de libéralisation des marchés gaziers européens est le dernier coup de pouce ayant ouvert la porte vers la création des hubs en Europe Continentale. Les hubs sont les meilleurs outils permettant de créer un signal prix compétitif et une zone d'échanges performante. Plusieurs pays ouest-européens ont maintenant leur(s) propre(s) hub(s).

^{xxix} National Balancing Point.

^{xxx} L'Interconnector relie la ville de Bacton en Grande-Bretagne avec Zeebrugge en Belgique par la Mer du Nord.

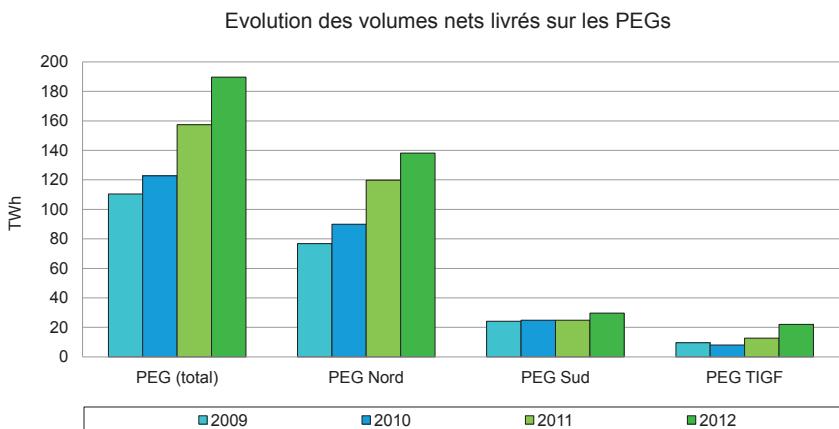


Figure 28. Les volumes nets échangés sur les PEGs: un net progrès pour le PEG Nord.
Source : Commission de Régulation de l'Energie¹⁹⁹.

Le PEG Nord se solidifie de plus en plus. Il s'agit d'un bon signe pour le marché français. Il parvient progressivement à se hisser au niveau des hubs européens déjà bien établis sans toutefois atteindre le niveau du hub belge, hollandais ou anglais¹⁹⁴. En revanche, les hubs PEG Sud et TIGF stagnent. Ils sont prisonniers de contraintes plus fortes en matière d'approvisionnement et comptent parmi les hubs les moins matures en Europe¹⁹⁴. Le marché gazier français est encore un marché à deux vitesses.

3) Les arguments pro/contre l'indexation hub

Il est difficile de trouver des arguments pour conserver l'indexation sur les produits pétroliers lorsque l'on se place du point de vue des acheteurs. Il est vrai que les contrats de long terme indexés sur les produits pétroliers servaient de verrou pour sécuriser les approvisionnements sur plusieurs décennies. Néanmoins, il est possible de proposer un contrat de long terme indexé sur les hubs avec un mécanisme de lissage des prix comme c'est le cas avec le pétrole. Cet argument est donc rejeté. Les hubs sont le vrai reflet des fondamentaux de la scène gazière. Ils ne sont par exemple pas influencés par les décisions du cartel de l'OPEP à l'image du cours du pétrole... Sur ces hubs viennent se greffer des bourses et des agences de reporting qui permettent une vraie transparence des prix. On peut par exemple consulter le prix de clôture du PEG Nord sur le site de la bourse Powernext chaque jour. A l'inverse, comment faire pour connaître les prix des contrats de long terme avec tel ou tel pays ? C'est impossible.

Les échanges et opérations de couverture sont maintenant très faciles pour les fournisseurs ou les autres acteurs qui participent à la liquidité des hubs. Bien sûr, tout cela ne servirait pas à grand-chose si le consommateur final ne pouvait y bénéficier. Les offres de marché permettent maintenant de signer avec les fournisseurs des formules indexées sur les hubs. Par exemple, le prix du gaz pour un industriel ou un particulier peut être de la forme prix hub + marge commerciale du fournisseur. En Belgique, les contrats de gaz pour les particuliers peuvent être indexés sur le hub Zeebrugge sans aucun problème. Cette indexation est plus saine car elle ne s'appuie plus sur un sous-jacent déconnecté du marché gazier mais sur ses propres fondamentaux. Elle se veut aussi économiquement plus logique ; elle donne aux acteurs de marché un vrai signal offre/demande. Attention, cela ne veut pas dire que les prix des hubs resteront plus compétitifs que les indexations pétrolières. Un renversement pourrait très bien se produire. C'est par exemple le point de vue défendu par Gazprom qui estime que les prix plus compétitifs des hubs sont un phénomène temporaire²⁰⁰. Force est de constater que ce phénomène perdure.

4) La déconnexion des prix entre une formule hub et une formule indexée pétrole

Il est délicat de chercher à calculer l'écart entre une formule indexée sur les produits pétroliers et une formule hub, tant les paramètres et coefficients peuvent varier d'un contrat à l'autre. Il existe des centaines de formules possibles. A titre d'illustration, le graphique ci-après s'appuie sur une formule très simple qu'il était fréquent de retrouver dans des contrats il y a plusieurs années. Il s'agit de la formule $0,46 \times \text{Brent}_{60}$. Celle-ci est devenue marginale, car elle s'écarte trop des prix de marché. Néanmoins, nous pouvons constater la différence flagrante de prix qu'aurait été la conséquence du maintien d'une telle indexation dans un contrat. Bien sûr, le vendeur octroierait une ristourne de plusieurs euros par MWh pour combler l'écart si un contrat était aujourd'hui signé sur une telle indexation. Les hubs sont donc aussi un outil de renégociation des niveaux de prix des formules indexées sur le pétrole (et dans ce contexte, ces formules indexées sur le pétrole perdent d'autant plus leur légitimité car le niveau de prix devient artificiellement lié au prix hub).

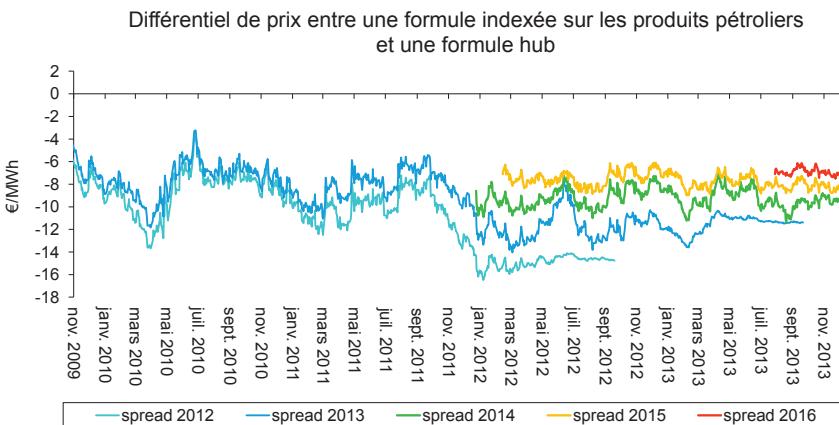


Figure 29. Ecart de prix entre la formule $0,46^*Brent$ et les prix de marché anglais NBP sur base des cotations futures. Exemple de lecture : Pour l'année 2015, les prix de marché hubs sont environ 6 à 8 euros moins élevés que la formule $0,46^*Brent_{603}$ sur base des futures. Source : calculs E&C.

Les nouvelles formules indexées sur les produits pétroliers s'affinent mais l'expérience montre que le prix reste encore supérieur au prix de marché. Par exemple, la formule de révision des coûts d'approvisionnement de GDF Suez dans les tarifs réglementés s'appuie sur le fioul lourd et domestique, sur le Brent, sur le taux de change euro/dollar et sur les prix de marché, le tout pondéré par différents coefficients (voir chapitre 6.3). L'écart avec un prix de marché « pur » peut alors être inférieur à l'écart lié à la formule utilisée dans le graphique ci-dessus mais reste encore significatif pour justifier les critiques à l'encontre des tarifs réglementés²⁴³.

5) Les types de contrats disponibles sur les hubs

Un acteur présent sur le marché de gros peut acheter ou vendre différents types de contrats physiques et financiers via des bourses (marchés organisés) ou de gré à gré (dits échanges « OTC »^{xxxii}). Dans le premier cas, les prix sont publiés alors que dans le second cas, le prix est uniquement connu par le vendeur et l'acheteur^{xxxiii}. Cette deuxième catégorie d'échanges semble être préférée par les acteurs du marché de gros²⁰¹. Les volumes échangés y sont bien plus importants et les produits n'ont pas besoin d'être standardisés. Les bourses sont quant à elles appréciées pour leurs transparence, notamment sur le marché de détail. Un acheteur industriel souhaite naturellement être en mesure de suivre facilement

^{xxxii} « Over-The-Counter ».

^{xxxiii} Des agences publient tout de même les cours (Platt's, Heren, Argus, ...). Il s'agit de sondages effectués chaque jour auprès des acteurs de marché. Même si toutes les précautions sont prises, il peut parfois y avoir des distorsions par rapport aux valeurs publiées par les bourses.

l'évolution des prix. Attention, la littérature utilise parfois le terme spot ou contrat de court terme pour parler des indexations hubs, ce qui n'est pas correct. Il faut bien séparer le sous-jacent (pétrole ou gaz), le type de contrat (spot, *futures*) et la durée d'application du contrat (court, moyen ou long terme).

- Les contrats spot : Il s'agit de contrats d'échange physique de gaz dont la date de livraison est très proche (dans les jours suivants). On parle par exemple de contrat « Day-Ahead » lorsque la livraison est fixée pour le lendemain. Comme une photographie, le prix de ces contrats reflète directement l'état du marché. Ils réagissent à tout facteur ayant un impact sur l'offre et la demande (mauvais temps, variation des flux d'un gazoduc, arrivée d'un navire de gaz liquéfié, jour férié, etc.). les prix sont donc volatils. Les échanges peuvent se faire de gré à gré ou via les bourses.
- Les contrats forwards : Comme les contrats spot, il s'agit de contrats physiques, c'est-à-dire que la livraison aura bien lieu. Celle-ci est plus éloignée dans le temps. Deux contreparties peuvent se mettre d'accord pour une transaction couvrant par exemple le mois suivant, l'année suivante, le second trimestre de l'année prochaine, etc. Ces contrats ne sont pas standardisés²⁰²: les conditions peuvent être définies directement par l'acheteur et le vendeur. L'échange ne se fait pas via une bourse mais de gré à gré, en acceptant le risque de défaillance de l'autre partie (certaines bourses proposent toutefois un service de couverture du risque de contrepartie).
- Les contrats futures : Comme les contrats forwards, ils s'appliquent pour des périodes de livraison plus éloignées que les contrats spot. En revanche, ce sont des contrats standardisés échangés via les bourses qui ne font pratiquement pas l'objet de livraison physique²⁰². Il s'agit de contrats financiers utilisés pour se couvrir, investir ou spéculer. Avant la date de livraison, le propriétaire du contrat va dénouer sa position par la prise d'une position inverse (« offset »). A noter que si la position n'est pas dénouée à temps, le contrat *futures* se comporte comme un contrat *forward* : il y aura livraison physique du gaz. Ce mécanisme est important pour maintenir un prix cohérent en lien avec le sous-jacent. C'est pourquoi la frontière entre ces deux types de contrats n'est pas toujours évidente. Nous considérerons ces deux termes comme équivalents par la suite par souci de simplification.

En principe, les contrats *forwards* (et *futures*) sont plus chers que les contrats spot à l'échéance. Prenons un exemple très facile pour l'expliquer : un fournisseur a besoin de gaz pour fournir un client dans six mois. Trois options se présentent à lui :

- Il peut attendre et acheter le gaz dans six mois au prix spot dont il ignore quelle sera la valeur.
- OU : il peut aussi acheter aujourd'hui le gaz au prix spot du moment (connu) et le stocker. Il devra supporter les frais de stockage et les frais financiers (attendre et placer l'argent à la banque aurait pu lui rapporter des intérêts). Le fournisseur est cependant rassuré car son prix est connu, il est couvert contre une éventuelle envolée des prix. Cette option semble tout de même contraignante en termes de gestion.
- OU : au lieu de s'encombrer, il peut aussi acheter un contrat forward pour la période qui l'intéresse et prendre possession du gaz à ce moment. Le prix forward est alors lié²⁰² au prix spot à l'échéance, aux coûts de stockage, à l'assurance, aux frais d'intérêt et au «convenience yield» qui traduit la préférence du fournisseur à posséder physiquement le gaz plutôt que sous forme de contrat forward²⁰³. En pratique, l'équilibre est rarement vérifié. Le fournisseur va perdre de l'argent si l'il s'avère qu'à l'échéance le prix spot est bas (il va regretter d'avoir acheté le *forward*), ou se féliciter d'avoir choisi cette option s'il est plus haut que le prix *forward* qu'il a initialement payé.

6) Les produits standardisés échangeables sur la bourse Powernext

La bourse Powernext opère sur le marché français et permet donc d'y suivre l'évolution des cours. Les deux plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures ont été lancées en novembre 2008²⁰⁴ et regroupées sous le site Internet www.powernext.com. Il s'agit de contrats standardisés.

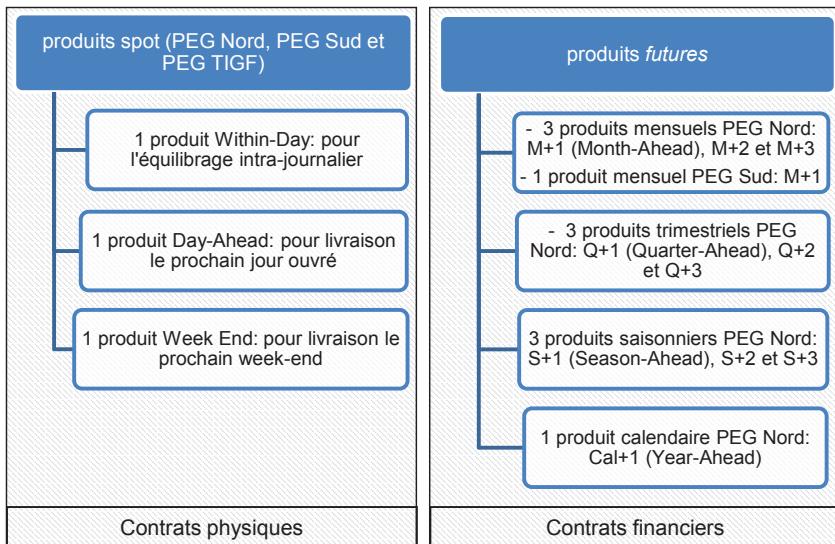


Figure 30. Exemples de produits disponibles sur la bourse Powernext. Source : Powernext²⁰⁵.

Powernext a lancé le 1^{er} octobre 2013 le premier contrat financier pour le PEG Sud²⁰⁶. Il s'agit d'un contrat dit « Front Month », c'est-à-dire pour le mois M+1. La visibilité des prix de la zone sera alors renforcée : excellente initiative ! Les contrats sont échangés tous les jours ouvrés à partir de 8h30 pour les *futures*, 9h pour les contrats spot et ce jusqu'à 18h²⁰⁷. A la fin de la journée, un prix de clôture est publié (« settlement price »). Les produits spot ainsi que les produits futures non dénoués avant l'expiration (et donc similaires au contrat forward) font l'objet d'une livraison physique via une nomination sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF²⁰⁸. Les produits échangeables sont strictement définis²⁰⁷: une transaction doit couvrir un volume minimal de 240 MWh/jour de gaz H, avec incrémentation minimale de 10 MWh/jour. Pour des volumes ou produits différents, il n'est pas possible de passer par la bourse. Il faut trouver une contrepartie et sceller une transaction de gré à gré. Cependant, Powernext propose aussi la possibilité d'accéder à un service de compensation pour certaines de ces transactions²⁰⁹ pour réduire notamment le risque de contrepartie.

7) Les prix de marché des hubs

Nous donnons ici un aperçu des prix de clôture de quelques contrats sur le PEG Nord publiés par la bourse Powernext depuis le début de leurs publications. Différents contrats existent mais les trois sélectionnés ci-dessous figurent parmi les plus représentatifs dans les contrats de fourniture. Depuis 2011, le prix du gaz est resté remarquablement stable. En Europe, celui-ci est tiraillé par deux

dynamiques opposées qui s'équilibrivent : d'une part, la consommation chute de façon significative (-9,9% en 2011; -2,3% en 2012)⁹⁰. La crise économique et les mesures de réduction de la consommation, couplées à un basculement vers les centrales à charbon expliquent cette baisse. D'autre part, l'offre est sous tension : il y a de fortes contraintes sur le marché du gaz naturel liquéfié (GNL), la production des champs gaziers en mer du Nord est en diminution¹³⁷... Le prix n'est historiquement ni bon, ni mauvais. Il reste contenu dans un tunnel de prix moyens, sans réelles opportunités pour les acheteurs. Imaginons qu'une reprise économique soutenue apparaisse : une hausse conséquente des prix serait à craindre. Pourtant, les acteurs du marché penchent plutôt pour une relaxation des prix dans le futur. La bourse Powernext permet uniquement d'échanger des contrats *futures* PEG calendaires pour l'année prochaine et l'effet n'est pas visible. Pourtant, lorsque l'on regarde les prix du TTF, pour lequel l'éventail de contrats est plus large, on note que les contrats calendaires pour l'année N+3 sont respectivement moins chers que l'année N+2, eux-mêmes moins chers que pour l'année N+1. Ce phénomène est appelé backwardation. Une baisse des prix sur le moyen terme est actuellement anticipée. Deux facteurs se dégagent pour expliquer cela : le développement éventuel des gaz de schiste et une relaxation du marché du GNL (les capacités de liquéfaction vont augmenter de 27% à l'horizon 2017²¹³). Bien entendu, tout cela n'est que pure spéculation et la tendance peut se renverser du jour au lendemain. Comme l'a démontré Fukushima, nous ne sommes jamais à l'abri d'un événement inattendu capable de bouleverser complètement la donne. Les contrats calendaires sont le miroir de la situation future telle qu'elle est extrapolée aujourd'hui.

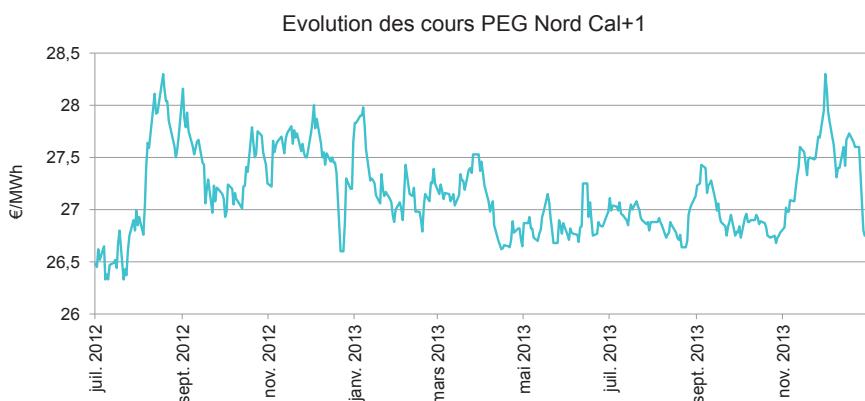


Figure 31. Evolution du cours du produit Year-Ahead (Y+1) sur Powernext depuis la création des contrats calendaires. Source : données Powernext²¹⁰.

A l'inverse, le prix spot est un produit beaucoup plus réactif et volatil. Il reflète la situation réelle du marché au jour le jour et réagit selon des facteurs qui affectent beaucoup moins les contrats futures calendaires comme la météo (s'il fait froid la demande augmente) ou la qualité de l'approvisionnement par exemple. Les prix sont traditionnellement élevés en hiver, avec l'apparition de pics en cas de situation tendue. D'après la théorie économique, ces prix seraient logiquement moins élevés que les contrats *futures/forwards* (voir l'explication à la section 5 de ce chapitre). Pourtant, la règle n'est pas toujours vérifiée^{xxxiii}, surtout dans le cas d'un hiver rigoureux.

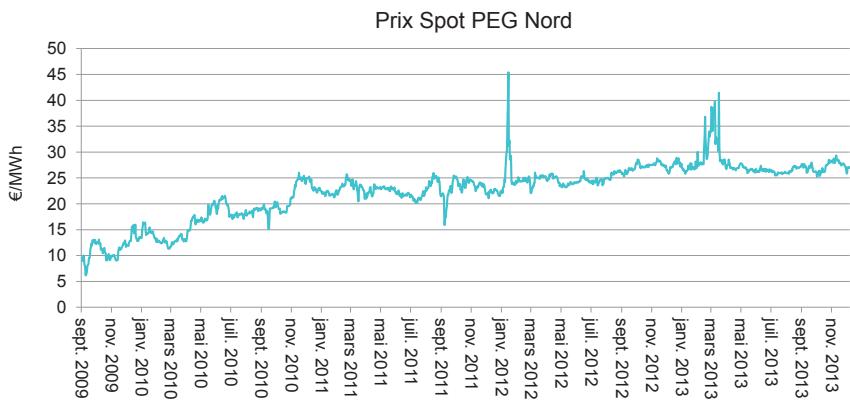


Figure 32. Evolution du cours du produit PEG Nord Day-Ahead sur Powernext. Source: données Powernext²¹¹.

Le contrat Month-Ahead se situe à mi-chemin entre ces deux produits. C'est un contrat futures pour le mois prochain, il est donc moins sensible à tous les événements ponctuels que le produit spot. Il y a un effet de lissage des prix. Pourtant, la période d'application est très proche et moins étendue que les contrats calendaires. Il y a donc tout de même une corrélation évidente entre les prix spot et ce contrat. Cette référence est très utilisée dans les contrats de fourniture des clients finaux.

^{xxxiii} L'exercice a porté sur les hubs européens les plus matures (NBP et TTF). La moyenne arithmétique des prix forward des contrats calendaires N+1 a été comparée à celle des prix spot de l'année correspondante. Différents retournements de situation ont été constatés. Source : E&C.

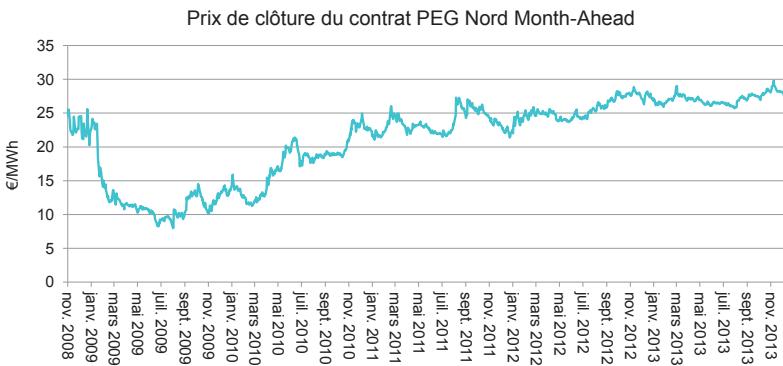


Figure 33. Evolution du cours du produit Month-Ahead PEG Nord sur Powernext.

Source : données Powernext²¹⁰.

Il serait bien illusoire de penser pouvoir fournir une liste exhaustive de tous les facteurs pouvant avoir une influence sur le prix. De surcroît, chaque facteur n'a évidemment pas le même impact sur les différents produits existants. Dans les grandes lignes, les prix hubs peuvent être considérés comme le reflet de l'équilibre entre l'offre et la demande, eux-mêmes soumis à la variabilité d'un ensemble de paramètres. A court terme, la météo est un élément fondamental, d'autant plus que le gaz est un produit saisonnier. Des températures clémentes ou un pic de froid se ressentent directement dans les prix spot. Le niveau de stockage et la qualité/quantité des flux d'approvisionnement ont aussi un effet direct : en cas de panne, d'accident, de travaux de maintenance, des goulets d'étranglement peuvent se produire, qui peuvent par exemple se relaxer lorsqu'un navire de GNL arrive en France. Jours fériés et vacances ont aussi un impact non négligeable. En outre, un mouvement de spéculation, d'achat massif ou de fort hedging peut aussi créer immédiatement des tensions dans les marchés. Tous ces événements sont généralement de courte durée et finissent par se dissiper, bien que certains aient la vie dure : cela fait plus de deux ans que l'Europe subit indirectement les conséquences de Fukushima. A plus long terme, l'activité économique, les investissements dans le marché amont et aval, les niveaux des ressources, des réserves et de la production sont les vrais éléments moteurs, couplés bien évidemment aux décisions politiques et géopolitiques prises par les différents acteurs. Par ailleurs, plusieurs analystes se concentrent sur le cours du pétrole en raison du lien historique entre ces deux produits. Il faut être très prudent avec ce genre d'analyse, ce lien n'existant plus dans les contrats hubs. Attention : il peut néanmoins arriver de voir une hausse indirecte dans les marchés gaziers suite à une forte agitation sur le Brent, les traders devenant nerveux. Certains fournisseurs restent encore dépendants des cours du pétrole et une augmentation en parallèle des cours du gaz n'est pas pour leur déplaire.

8) Les distorsions de prix entre le Nord et le Sud

Il reste encore bien du chemin à faire avant de parvenir à un marché unique européen. Rien qu'en France, la situation est encore complexe, avec des problèmes de congestion entre les zones d'équilibrage (voir chapitre 3.3). Avec ses interconnexions relativement nombreuses, la zone de GRTgaz Nord semble être correctement approvisionnée. C'est l'une des raisons expliquant pourquoi le PEG Nord est le hub le plus mature en France¹⁹⁴. Pour approvisionner physiquement la zone de GRTgaz Sud (à laquelle le PEG Sud est adossé), deux possibilités s'offrent aux acteurs du marché. Ils peuvent faire transiter le gaz à partir de la zone Nord via les interconnexions. Dans ce premier cas, ils font face aux problèmes de saturation des capacités. Le taux d'utilisation était par exemple de 94% dans l'été 2012²¹². Certains fournisseurs sont très naturellement frustrés de ne pas parvenir à obtenir toutes les réservations de capacités demandées. La deuxième option consiste à importer du GNL via les deux terminaux de Fos. Dans ce second cas, ces acteurs doivent faire face à un marché sous tension. L'Asie est une destination privilégiée des exportateurs: la demande y est importante et les prix élevés (voir la section 10 ci-après). A moins d'avoir des contrats engageants avec les producteurs, il faut mettre la main au portefeuille pour attirer un navire ! En conséquence, une baisse significative du nombre de navires dans les terminaux français a été notée. Le hub TIGF est encore moins mature que le PEG Sud¹⁹⁴. Il n'y a pas de terminaux méthaniers dans cette zone. Le gaz doit provenir de la zone GRTgaz Sud ou de l'Espagne.

Jusqu'en 2011, le marché était correctement équilibré. La situation s'est fortement détériorée par la suite, avec un écart de prix maximum entre le PEG Nord et le PEG Sud observé à la fin de l'année 2013. Les distorsions ne semblent pas se calmer. Plusieurs facteurs laissent pourtant penser que la situation va s'améliorer petit à petit dans les prochaines années. A l'échelle mondiale, de nouvelles capacités de liquéfaction de gaz sont attendues²¹³, qui permettront peut-être de relaxer les tensions actuelles sur le GNL. Des efforts sont actuellement faits pour renforcer les infrastructures françaises²¹⁴. Par ailleurs, le nouveau statut « gazo-intensif^{xxxiv} » permettrait à certains sites situés dans le Sud de la France de bénéficier de conditions particulières d'accès au réseau, via un accès prioritaire sur les capacités. Plus de détails sont fournis au chapitre 3.3. Affaire à suivre.

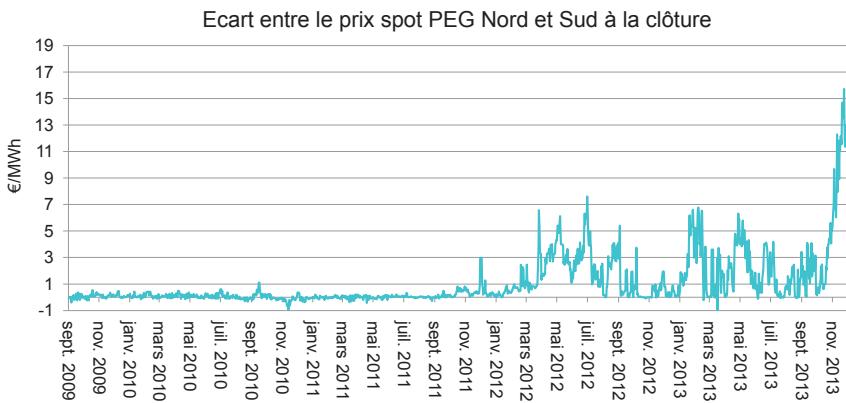


Figure 34. L'écart entre les PEG Nord et Sud (contrats spot EOD) se creuse.

Source : données Powernext²¹¹.

Plus généralement, un manque de liquidité affecte encore le Sud. Comme l'indique le graphique ci-dessous, les volumes échangés sur le PEG Sud et TIGF sont relativement faibles par rapport au PEG Nord, d'où une prime implicite. Depuis 2010, la différence est très nette. En conséquence, la volatilité des prix peut y être exacerbée. Attention, dans un marché restreint, les risques de manipulation sont également plus élevés. L'éventuel caractère opportuniste de certains acteurs avait aussi été avancé pour expliquer les distorsions de prix, mais cette piste semble être écartée par la CRE qui mène l'enquête mais n'a pas détecté de « comportements anormaux » à l'heure actuelle²¹².

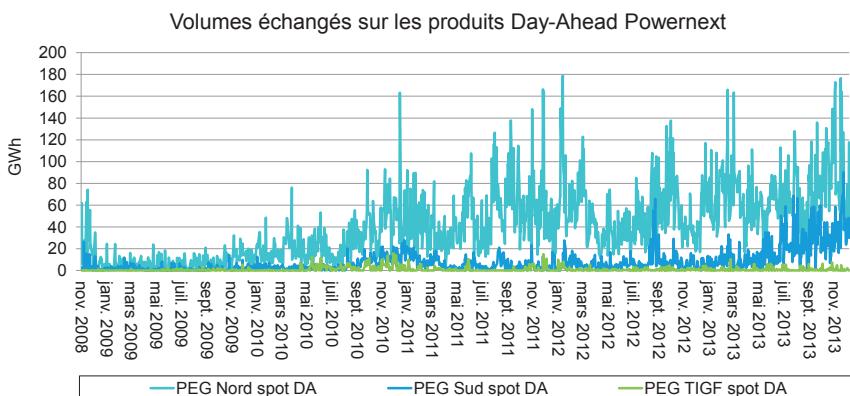


Figure 35. Les volumes spot Day-Ahead échangés quotidiennement sur la bourse Powernext.

Source : données Powernext²¹¹.

9) Le prix français face au TTF hollandais

Le hub TTF des Pays-Bas s'impose parmi les hubs les plus matures en Europe²¹⁵. Son niveau de prix sert souvent de benchmark pour comparer les autres hubs. Il est relativement populaire pour les opérations de couverture de la part des acteurs du marché. Comment se positionnent les hubs français par rapport à cet homologue hollandais ? Le PEG Nord, le plus liquide^{xxxv} des trois hubs français²¹⁵, est malheureusement en retrait. Une différence de l'ordre de 40 centimes par MWh est notée depuis le lancement du contrat calendaire PEG Nord futures par la bourse Powernext en juillet 2012²¹⁶. L'écart a même tendance à augmenter sur la fin de l'année 2013. Il y a encore du chemin à parcourir pour concurrencer le TTF. La dynamique semble pourtant aller dans le sens d'un renforcement du PEG Nord. Il n'y a pas non plus besoin d'atteindre le niveau fixé par le TTF pour être un hub performant. En revanche, comme cela a été montré plus tôt dans ce chapitre, les PEG Sud et TIGF sont en retard.

Défis de prix entre le PEG Nord Powernext et le TTF Endex Cal+1

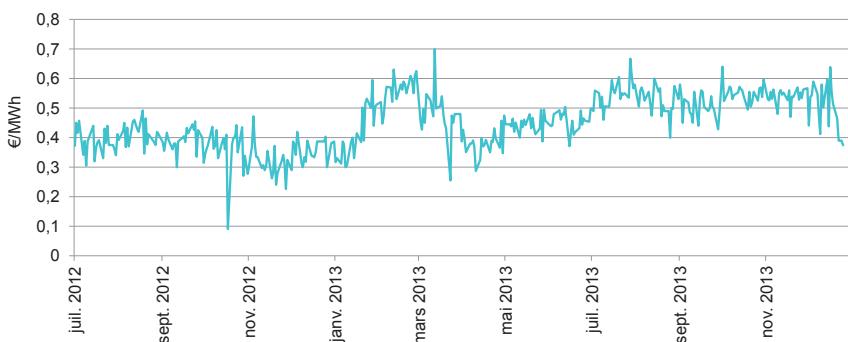


Figure 36. Le hub PEG Powernext Y+1 face à son équivalent hollandais. Source : données Powernext et Endex. Certaines données de décembre ont été lissées. Le graphique s'arrête au 27/12/2013.

10) Les prix du gaz français dans le contexte mondial

Le marché du gaz est encore sectionné en ensembles régionaux, à l'inverse du marché mondial du pétrole. Les dynamiques sont très différentes entre les trois grands marchés représentatifs que sont l'Europe, l'Asie et les Etats-Unis, d'où une déconnexion nette des prix.

^{xxxv} La liquidité est mesurée par une combinaison d'indicateurs dont :

- Le « churn ratio » : rapport entre les quantités échangées et celles physiquement livrées.
- Le « tradability index » : évalue l'écart entre les prix bid (demande) et ask (offre), sur une échelle de 0 à 20.
- Les volumes et le nombre d'acteurs.

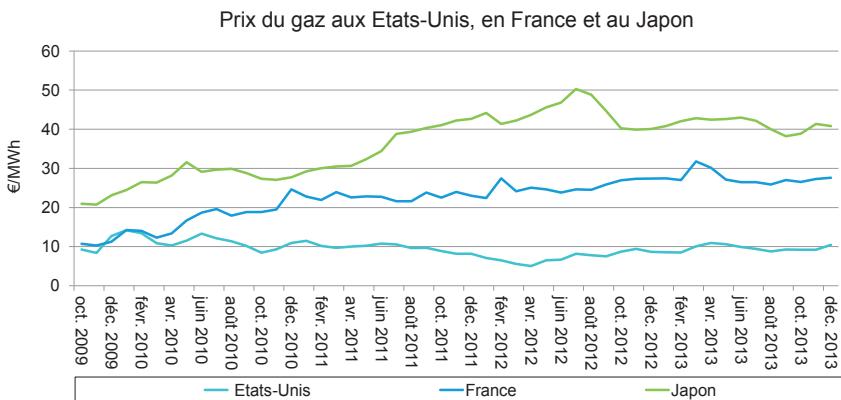


Figure 37. Les prix de gaz français dans le contexte mondial.

Source : Banque Mondiale (prix américain Henry Hub spot et prix japonais CIF GNL) et Powernext (prix français PEG Nord EOD spot)²¹⁷.

En France, et plus généralement en Europe, les prix se sont stabilisés depuis quelques années et de vrais marchés hubs se sont créés, soutenus par le développement du marché du gaz liquéfié. Aux Etats-Unis, il existait déjà des hubs compétitifs, mais le décrochage des prix s'est véritablement produit à la fin de l'année 2009 (voir le graphique ci-dessus). Le marché américain a été inondé du jour au lendemain de gaz de schiste, remettant en question les politiques d'investissements des énergéticiens. Plusieurs (nouveaux^{xxxvi}) projets de liquéfaction et d'exportation sont alors à l'étude²¹³. Sabine Pass en Louisiane est le premier terminal des Etats-Unis à avoir obtenu toutes les licences nécessaires²¹³ pour exporter vers les pays hors de la zone « Free Trade Agreement », dont l'Europe ou le Japon²¹⁸. Le démarrage des activités est prévu pour 2015 (construction en cours). Un doute plane encore sur le nombre de licences qui seront accordées aux autres terminaux. Le prix du gaz américain procure évidemment un avantage concurrentiel énorme au pays et une connexion forte avec les autres marchés pourrait le tirer vers le haut²¹⁹. Certaines voies s'élèvent tout de même pour que le gaz soit valorisé à l'exportation car il pourrait être source de taxes et royalties²¹⁹. En Asie, les prix du gaz sont les plus élevés, car indexés sur les produits pétroliers²¹⁹. La demande est en forte croissance, notamment en Chine ou en Corée du Sud. Au Japon, l'accident de Fukushima a encore accru les tensions. Ce pays s'est davantage tourné vers le

xxxvi Il existe déjà un terminal de liquéfaction en Alaska construit en 1969 (Kenai LNG) mais les licences d'exportation ne sont plus valables. Source : Conoco Phillips. « Kenai Liquefied Natural Gas Plant and North Cook Inlet Gas Field, Alaska », [en ligne], disponible à l'adresse <http://alaska.conocophillips.com/EN/news/media/Documents/FactSheet-KenaiLNGNorthCookInlet.pdf> (page consultée le 25 novembre 2013)

gaz liquéfié pour compenser la fermeture des réacteurs nucléaires²²⁰ et produire de l'électricité via les centrales à gaz. Pourtant, en 2012, les échanges mondiaux de LNG ont décliné pour la première fois depuis 1980²¹³ (problèmes techniques, augmentation de la demande nationale de certains pays producteurs...). Cela pourrait s'améliorer : en plus du nouveau terminal américain, de nouvelles capacités de production vont arriver sur le marché d'ici à 2017. Les chiffres avancés sont conséquents : nous parlons d'une augmentation de l'ordre de 27% par rapport au niveau actuel²¹³. L'Australie s'affiche comme le pays le plus dynamique dans la construction. C'est en effet le seul moyen d'exporter le gaz à partir de ce pays. Nul doute que le Qatar devra faire face à un nouveau concurrent de poids. Cela redonnerait de l'optimisme aux gestionnaires de la flotte de navires, dont la capacité semble surévaluée par rapport à la croissance des échanges²²¹.

11) La fin de l'indexation pétrolière ?

L'avènement des marchés hubs en France a progressivement induit une tarification hybride du gaz. Ce système est devenu incohérent : le prix de certaines molécules est indexé sur celui des produits pétroliers, tandis que d'autres molécules sont échangées sur base de formule hub. Les contrats de long terme ne sont pas remis en question : s'engager auprès d'un pays producteur sur une grande période est légitime pour sécuriser les approvisionnements. Cependant, l'indexation sur les produits pétroliers n'a plus lieu d'être. Malgré la réticence de certains pays producteurs, la France et plus généralement l'Europe parviennent à imposer leurs disciplines avec la renégociation des indexations. L'évolution du portefeuille de GDF Suez en est un bel exemple (voir le chapitre 5.1). Ce mouvement est encouragé par le fait que les prix hubs sont souvent plus compétitifs que les formules indexées sur les produits pétroliers. Cela ne signifie pas pour autant que la situation va rester identique dans le futur. L'évolution des prix sur les marchés de l'énergie est par nature imprédictible, et il n'est pas inimaginable que les produits pétroliers baissent suffisamment pour contrebalancer la situation actuelle. Tout cela n'est néanmoins qu'un jeu d'hypothèses. C'est pourquoi l'indexation sur les marchés de gaz est la seule option viable : elle reflète le vrai prix du gaz, c'est-à-dire le vrai équilibre entre offre et demande et s'affranchit des dynamiques externes propres aux marchés pétroliers²²². C'est le seul prix capable de donner les bons signaux. L'actuelle construction artificielle semble appelée à s'éteindre.