

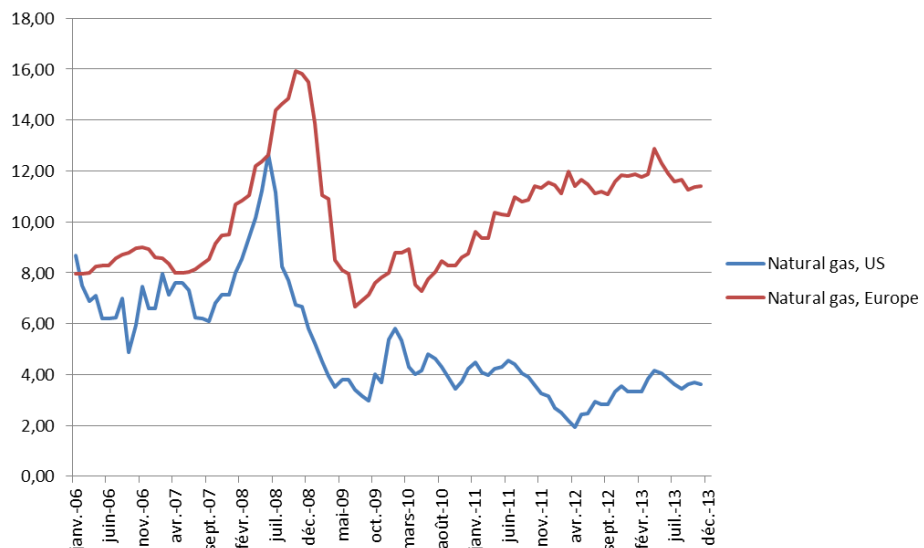
Paris, le 20 mars 2014

Réponse de l'UIC à la consultation publique relative à la création d'une place de marché gaz unique en France en 2018

Contexte

L'industrie chimique est l'un des secteurs les plus sensibles au prix du gaz, dont le poids en tant que source d'énergie et de matière première représente parfois plus de la moitié de la valeur ajoutée d'un produit. Le prix du gaz naturel auquel ont accès les industriels de la chimie est un élément clé pour la compétitivité française. **Le secteur de la chimie représente 40% de la consommation industrielle de gaz.** Parmi les industries consommant beaucoup de gaz, citons la fabrication de l'ammoniac, des intermédiaires polyamides ou de l'hydrogène, ...

Les industriels de la chimie gazo-intensive, fortement exposés à la concurrence internationale, doivent faire face à un bouleversement majeur. **Depuis 2008, le prix du gaz aux Etats-Unis s'est décroché du prix européen, et a chuté à 3 fois moins cher qu'en France.**



Historique des prix du gaz 2006-2013 (source : World Bank Commodity Price Data, prix en \$ / mmbtu)

Cette situation particulièrement catastrophique est accentuée par **le différentiel insoutenable dans les prix du gaz entre zone Nord et Sud**. Inexistant jusqu'en 2011, en moyenne entre 2 et 3 €/MWh en 2013, il est à présent stabilisé entre 4 et 10 €/MWh et a même été jusqu'à plus de 17 €/MWh – pour un marché en zone Nord de l'ordre de 25 €/MWh. Ce prix du gaz est celui sur les PEG (Point d'Echange Gaz), des lieux particulièrement nécessaires pour les gazo-intensifs pour bénéficier d'un marché concurrentiel, et pour les fournisseurs de gaz pour trouver les liquidités afin d'approvisionner leurs clients.

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr

Question 1 : Partagez-vous l'analyse de la CRE en ce qui concerne la méthodologie retenue dans l'étude Pöyry ?

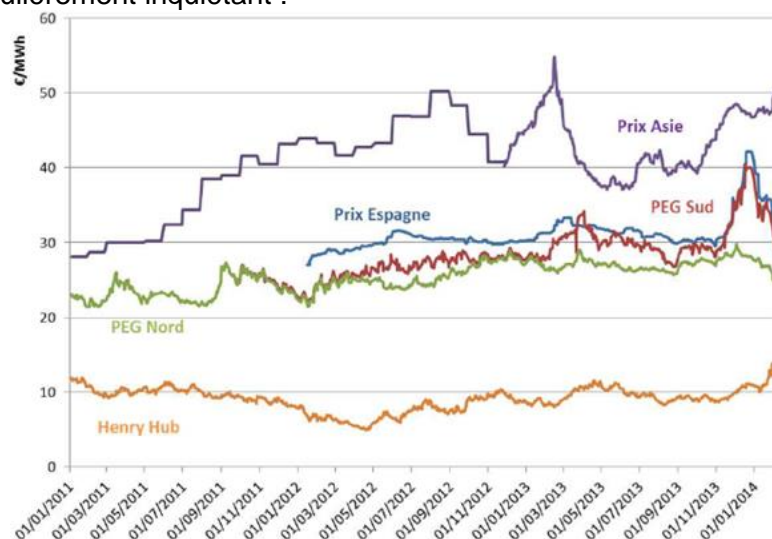
L'UIC estime que les pouvoirs publics français et européens auront un rôle majeur à jouer pour savoir quel déterminant l'Europe aura en terme de marché du gaz. Si aujourd'hui le scénario « Tomorrow as Today » est représentatif du cas actuel, rien ne nous permette d'anticiper un « Golden Age of Gas » en tant que tel dans les 20 prochaines années.

Les scénarios de l'étude ont cependant considéré un spread moyen Nord/Sud à 1,61 €/MWh. Au regard des récentes enchères, il faudrait plutôt considérer le double. Cela augmente mécaniquement les gains considérés.

Concernant la VAN, l'UIC n'a pas d'analyse quantitative. Cependant, les seuls gains et pertes ne sont pas que directe en matière de prix sur le marché du gaz. Il faut comptabiliser les emplois en jeu dans les industries gazo-intensives, et l'impact de leur disparition sur l'activité économique française. Ce calcul est complexe, cependant il faut garder à l'esprit que les sommes qui sont en jeu est probablement bien plus grand pour la France. Le tissu économique régional est fragile, et toute perte de site dans un secteur industriel comme la chimie est difficilement réversible.

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats quantitatifs et qualitatifs de l'étude Pöyry au niveau de la France ?

L'UIC partage pleinement le fait que les consommateurs gazo-intensifs ont besoin d'un prix du gaz le plus compétitif possible avec les Etats-Unis et le Nord de l'Europe. Or, en raison de sa dépendance au GNL, dont le prix est mondial et harmonisé avec les prix en Asie, le prix de la zone Sud subit un décrochage vers le haut particulièrement inquiétant :



Évolutions du prix du gaz depuis le 01/01/2011 (source : CRE)

L'UIC souhaite rappeler que des consommateurs non gazo-intensifs sont également hors du monde régulé, notamment dans le domaine de la chimie. Pour eux qui ne bénéficient pas du statut et qui peuvent néanmoins avoir des marges

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr

restreintes pour des raisons extérieures, il est également critique de résoudre le problème du différentiel au plus vite.

Pour les consommateurs en zone Sud sortant des tarifs régulés, la situation risque d'être difficile si la liquidité du marché n'est pas assurée par des offres nombreuses et compétitives. Il faut éviter une inflation significative de la facture de gaz concomitante à la fin des tarifs régulés, qui déclencherait une insatisfaction majeure des consommateurs vis-à-vis de politique énergétique, et risque d'entraîner de fortes disparités et de volatilité dans les prix de marché proposés.

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE, en ce qui concerne les résultats de l'étude Pöyry au niveau de l'Europe ?

L'UIC partage pleinement l'avis qu'un marché homogène en Europe, sans blocage physique permet une meilleure compétitivité des offres de marché gaz, et un plus grand profit des investissements de raccordement à de nouvelles sources. Le Nord Stream, par exemple, pourrait approvisionner davantage l'Europe en gas naturel.

L'UIC estime également que le marché espagnol et le marché en zone Sud sont très bien interconnecté, ce qui entraîne une homogénéité des prix (voir graphe de la page précédente). Il serait donc tout à fait pertinent de faire participer les pays connectés aux zones du Sud de la France (comme l'Espagne) qui bénéficieraient pleinement de cette fusion. Il pourrait être envisageable, par exemple, de faire supporter une partie du financement nécessaire dans les tarifs et prix des capacités d'interconnexion internationales.

Question 4 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?

Les travaux physiques de désengorgement par les projets Val de Saône et Gascogne-Midi sont stratégiques et doivent être menés au plus vite. Le désengorgement physique reste la seule solution à long terme. Il y a une opportunité pour la France d'avoir des zones fusionnées et un gaz fluide. Cette opportunité est de pouvoir renforcer son rôle de plaque tournante (transit de gaz) entre Nord et Sud de l'Europe. La plupart du gaz qui approvisionne l'Europe provient de la zone Nord – et l'exploitation des gaz de schiste en Angleterre et en Pologne laisse penser que c'est une situation durable. La fluidité du déplacement de gaz vers l'Espagne est un avantage stratégique pour la France permettant de rentabiliser ces investissements sur le long terme.

L'UIC est a priori favorable à solliciter un financement européen si cela ne désoptimise pas le chantier en le faisant prendre un retard trop important.

En ce qui concerne la fusion des marchés en une place unique pour 2018, la fusion des zones en une zone unifiée est urgente. 2018 sera trop tard pour les industriels gazo-intensifs. La fusion « virtuelle » qui ne concerne que les marchés et non les zones d'équilibrage doit être effective au plus vite.

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr

Question 5 : Etes-vous favorable à la fusion anticipée des zones Nord et Sud avant la mise en service des investissements de décongestion ?

L'UIC estime **nécessaire** la fusion anticipée des zones Nord et Sud. Dès le 1^{er} octobre 2014, les capacités fermes mises aux enchères en mars 2014 impacteront le différentiel Nord / Sud dans une tendance que nous estimons haussière. Il ne faut pas laisser cette situation perdurer et un signal fort vers une fusion des zones rapides est nécessaire.

La « zone Sud » n'est pas une zone de marché satisfaisante : elle représente un volume trop faible, et n'est pas assez interconnectée pour assurer sa sécurité d'approvisionnement, comme nous le voyons actuellement.

Dans le même temps où l'allocation privilégiée de capacités Nord/Sud aux gazo-intensifs tombait à 43%, le différentiel Nord/Sud ne faisait que s'accroître pour atteindre 7 €/MWh en moyenne depuis début 2014. Le surcoût sur la facture de gaz des industriels gazo-intensifs est considérable (supérieur à 20%) et peut encore s'accroître. **La situation n'est plus tenable pour les sites chimiques en zone Sud et la solution mise en place du soutien aux gazo-intensifs n'est plus à la hauteur du problème.** Les enchères, lancées lundi 3 mars, ont contribué à une accélération de la distorsion nord-sud au lieu de la réduire.

Dans le cas où une fusion des zones n'est pas possible techniquement au 1^{er} octobre 2014, l'UIC exprime la plus grande importance à la mise en place de systèmes significatifs pour assurer une plus grande disponibilité des volumes de gaz dans la zone Sud dès l'hiver 2014. Les répercussions financières à court terme doivent être minimisées, et le signal moyen terme d'une annulation complète du différentiel doit être crédible.

Question 6 : Selon vous, une telle fusion doit-elle être fondée uniquement sur des achats de gaz dans le sud par les GRT ou doit-elle s'appuyer sur des obligations de flux de GNL ? Dans ce dernier cas, quel type d'obligation préconisez-vous ?

L'UIC souhaite un principe d'optimum économique dans le cadre de l'annulation du différentiel. Il ne s'agit pas de faire porter à tous les consommateurs, en particulier les sites gazo-intensifs en zone sud, un surcoût équivalent à des achats de GNL non maîtrisés.

La zone sud ayant néanmoins un besoin structurel de GNL, et que son déficit physique entraîne une baisse de consommation industrielle les jours de différentiel élevé, la base du mécanisme doit rester des importations de GNL en zone sud. Cependant de nombreux leviers peuvent être utilisés pour en minimiser les coûts.

Pour que la fusion des marchés soit réalisable sans rupture d'approvisionnement et à moindre coût, l'UIC demande la mise en place :

1. **des approvisionnements fréquents obligatoires en GNL en zone Sud** (« flow commitment »), pour les Obligés de Service Public de gaz jusque la fin du dégoulottage physique, via la prise du décret en Conseil d'Etat, d'ici le 1^{er} juillet 2014. Ces flow commitment pourraient être en partie des achats de gaz hors zone Europe, ou un « pont de GNL » entre Montoir et Fos pour compléter l'interconnexion Nord-Sud ;

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr

2. **des stockages stratégiques** opérés par GRTgaz pour stabiliser notamment la hausse du différentiel en hiver, et se prémunir de volatilités potentielles du cours du GNL ;
3. **une rémunération de l'effacement de consommation de gaz** aux acteurs sur le PEG France. Celle-ci ferait l'objet d'appels d'offre et permettraient à GRTgaz de ne pas recourir systématiquement à de coûteux approvisionnements par GNL dans le Sud.
4. **une réduction des tarifs de transport de gaz aux gazo-intensifs**, afin de soutenir l'industrie dans leurs déficits de compétitivité par rapport aux Etats-Unis. Les gazo-intensifs sont des consommateurs ayant un profil non-thermosensible : ils consomment toute l'année. Dès lors, **ils ne surdimensionnent pas le réseau pour une consommation uniquement pendant les mois d'hiver**. Ce caractère doit être valorisé au mieux dans leur tarif de transport, dans l'application du code de l'énergie et du droit européen. Cela permet de donner des atouts aux industriels affectés par la concurrence sévère avec les Etats-Unis où le prix du gaz est 3 fois moins cher.
5. **Ce dispositif doit être financé via une péréquation des marchés du gaz** :
 - dans les tarifs de transport et de distribution ;
 - dans les tarifs et prix des capacités d'interconnexion internationales afin de faire porter l'effort sur les exportateurs de gaz vers les pays connectés aux zones du Sud de la France (Espagne, Suisse, Italie) qui bénéficieront pleinement de cette fusion.

Nous estimons que le coût d'un milliard d'euros par an peut ainsi être significativement diminué par un appui sur les consommateurs gazo-intensifs en promouvant l'effacement de consommation en zone Sud. Les industriels sont prêts à faire un effort structurel pour accélérer significativement la fusion Nord / Sud à moindre coût. Il est nécessaire que les autres consommateurs, thermosensibles et profitant des efforts réalisées, soient ceux qui portent au premier chef les coûts.

Question 7 : Etes-vous favorable à la commercialisation par GRTgaz de capacité Nord vers Sud supplémentaires jusqu'en 2018, sur la base d'outils contractuels ? Etes-vous favorable au mécanisme envisagé par la CRE ? Si non, quels seraient selon vous les outils les plus adéquats ?

Le taux moyen de disponibilité de la capacité Nord-Sud est, selon l'analyse de l'UNIDEN, à 72% en considérant les capacités interruptibles. Il y a donc encore un levier d'action pour augmenter la disponibilité de la liaison Nord-Sud et de la rémunérer convenablement.

Le mécanisme proposé par la CRE ne correspond pas à une fusion des marchés, ni à une construction des éléments proposés en réponse à la question 6. L'UIC estime que, si cette solution peut être mise en place rapidement, elle peut être déployée à l'essai. Cependant ce mécanisme doit stimuler effectivement flux physique de GNL à moindre coût et faire diminuer l'écart Nord / Sud.

L'UIC estime que les autres outils préconisés à la réponse précédente présentent une solution plus complète, même si elle prendrait plus de temps à mettre en œuvre.

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr

Question 8 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre des outils envisagés par la CRE pour éviter l'apparition de la congestion sud-est ?

L'approvisionnement obligatoire en GNL en zone Sud doit rester la priorité pour dissiper la congestion sud-est. Cependant, les effets d'aubaine vers l'Espagne doivent être considérés : sous certaines conditions (par exemple non-participation espagnole aux travaux de dégoulottage), il est possible d'interruptibiliser davantage la connexion TIGF-Espagne que la liaison Nord-Sud.

L'UIC n'est a priori pas défavorable à des moyens additionnels pour réduire le différentiel, étant attendue une optimisation financière de ce panel de solutions, et sans éviter le caractère obligatoire de flux de GNL à Fos, et la mise en place d'effacements régionalisés et rémunéré de consommation de gaz.

Question 9 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE ?

L'UIC est en phase avec le constat de la CRE et les mesures proposées ainsi que l'analyse effectuée indiquent une prise de conscience du problème. Des mesures fortes et significatives doivent être mises en œuvre dès 2014 : la fusion des marchés est ainsi une priorité dès le 1^{er} octobre 2014. De nombreuses possibilités existent pour réaliser ce chantier en minimisant l'impact sur le consommateur, et sans pénaliser les sites gazo-intensifs de la zone Nord.

Question 10 : Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

Il a été annoncé sur le sur-revenu des enchères de la capacité Nord / Sud serait reversé aux fournisseurs *en fonction de leur portefeuille de clients en zone Sud*. Il nous apparaît que la règle choisie – *redistribution trimestrielle par GRTgaz aux expéditeurs livrant des clients finals en zone Sud au pro-rata des volumes consommés* – écarte de la redistribution les volumes correspondant aux capacités Nord-Sud attribuées aux industriels gazo-intensifs en raison de leur caractère régulé. Or, les capacités pluriannuelles, acquises également au tarif régulé les années passées seront, elles, incluses dans la redistribution. L'UNIDEN a calculé que ces fournisseurs auraient alors payé leurs capacités Nord/Sud annuelles de l'ordre de -0,4 €/MWh. Cette différenciation de traitement est particulièrement anormale, et **nous demandons à intégrer les capacités attribuées aux gazo-intensifs dans la redistribution.**

Contact : Yves Lenain, +33 (0)1 46 53 11 12, ylenain@uic.fr