



Commission de Régulation de l'Energie
Consultations Publiques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

Interlocuteur : Jérémie OCHIN

Objet : Consultation publique de la CRE sur l'évolution des places de marché de gaz en France

Paris, le 22 juin 2012

Madame, Monsieur,

Veillez trouver la contribution de Gas Natural Europe en réponse à la consultation publique de la CRE sur l'évolution des places de marché de gaz en France.

Nous restons à votre disposition pour clarifier ou développer nos commentaires sur ce sujet. Nous ne tenons pas à ce que le contenu de cette contribution reste confidentiel.

Veillez agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sincères salutations.

Manuel CABANILLAS
Responsable Logistique et Optimisation
Gas Natural Europe

Question 1 :

Jugez-vous souhaitable de poursuivre la consolidation des PEGs ? Pensez-vous que le maintien de la structure actuelle des PEGs est une option envisageable ?

Gas Natural Europe est entièrement favorable à la création d'un PEG France unique.

Nous considérons que ce doit être la cible à terme et que des étapes intermédiaires doivent jaloner la feuille de route.

Les chantiers de fusion doivent être menés de manière pragmatique en commençant par ce qui peut se faire rapidement et sans investissement. Par conséquent :

Avril 2013 :

- **GRTgaz Sud / TIGF** : (i) **création d'un PEG GRTgaz Sud / TIGF** parallèlement à la mise en place d'une société conjointe GRTgaz / TIGF prenant en charge le balancing des expéditeurs en zone Grand Sud et l'équilibrage physique des deux réseaux, ou (ii), si cela n'est pas faisable avant avril 2014, **mise à zéro des termes tarifaires au PIR Midi.**
- **GRTgaz Nord / Sud** : affermissement de capacités NS aujourd'hui interruptibles, par la mise en place de mécanismes de marché de « court terme » (par exemple des « flow commitments » pendant les seules périodes où GRTgaz n'est pas en mesure de garantir la capacité), et éventuellement création de capacités fermes par ces mêmes mécanismes.

Avril 2014 :

- **GRTgaz Sud / TIGF** : création d'une zone d'équilibrage Grand Sud si cela n'a pas été fait en 2013.
- **GRTgaz Nord / Sud** : premier retour d'expérience sur le fonctionnement des mécanismes de marché destinés à affermir ou augmenter le volume de capacités NS commercialisées.

De fin 2015 / début 2016 (post-Eridan) à horizon 2018 :

GRTgaz Nord / Sud : en fonction du retour d'expérience précédent

- (i) fusion des zones Nord et Grand Sud via des mécanismes de marché dans l'attente de la mise en œuvre d'une solution mixte investissements / mécanismes de marché à horizon 2018,
- ou (ii), affermissement / création de capacités NS dans l'attente d'une fusion Nord et Grand Sud à horizon 2018 via une solution mixte investissements / mécanismes de marché.

Gas Natural Europe estime que le statu quo est aujourd'hui inenvisageable compte tenu des difficultés d'accès à la zone Sud, a fortiori à la zone TIGF, et des objectifs fixés par la Commission Européenne sur les critères permettant le développement et le fonctionnement d'un marché du gaz "efficient" : taille critique en matière de consommations dans les zones d'équilibrage, pluralité des sources d'approvisionnement mises en concurrence dans chaque zone, et niveau minimum d'exercice de la concurrence (indice HHI < 2000). Ces conditions, décrites comme minimales pour le développement d'un tel marché, ne sont pas réunies aujourd'hui dans les zones TIGF et Sud prises individuellement.

Question 2 :

Etes-vous favorable à l'harmonisation des procédures et des systèmes d'information de GRTgaz et TIGF liés à ces évolutions? Pensez-vous souhaitable que les deux GRT français adhèrent à la plateforme commune de commercialisation des capacités annoncée en avril 2012 ?

Gas Natural Europe est favorable à l'harmonisation des procédures et SI de GRTgaz et TIGF. Les changements qu'impose la réglementation européenne à travers les Network Code en matière d'allocation des capacités et de balancing doivent être considérés comme une opportunité de générer des synergies entre opérateurs (notamment adjacents) :

- Balancing : nous suggérons la création d'une société commune GRTgaz / TIGF assurant le balancing et la gestion d'un PEG unique d'une "grande zone Sud". Des exemples montrent que cela est possible : sur le modèle de ce qui est fait en Allemagne avec le NCG et Gaspool, ou de ce qui est fait en Espagne avec le « GTS ». Dans l'hypothèse où une telle solution ne serait pas retenue du fait de TIGF, et que cette solution

ne permette aucune synergie entre les deux sociétés en matière de systèmes d'informations, Gas Natural Europe estime que les coûts de développement SI de TIGF de mise en conformité avec le Network Code balancing ne devront plus être couverts par le tarif régulé.

- Allocation des capacités : la création de capacités bundlées et l'harmonisation des règles d'allocation (aussi mauvaises soient-elles finalement), constitueront sans doute une amélioration considérable en matière d'accès aux réseaux pour les sociétés commercialisant du gaz dans différents pays Européens. Gas Natural Europe est donc fortement favorable à l'adhésion des deux opérateurs français à cette plateforme. L'absence de TIGF serait problématique puisqu'une partie des capacités de GRTgaz seraient vendues via cette plateforme commune (pour les capacités "Nord-Est"), alors que les capacités au PIR Midi devraient être commercialisées sur une autre plateforme, compliquant ainsi l'offre de GRTgaz inutilement.

Question 3 :

Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?

Gas Natural Europe estime que les conclusions de l'étude KEMA permettent de borner correctement la fourchette de coût de solutions de marchés.

Nous estimons toutefois que les extrêmes de cette fourchette sont peu probables à l'horizon considéré (2015) compte tenu de la mise en production croissante d'unités de liquéfaction dans le monde, notamment en Australie, qui ne manqueront pas détendre le marché mondial du GNL, entraînant les coûts en question à la baisse.

Enfin, Gas Natural Europe partage l'analyse de la CRE sur le recours transitoire à ces solutions de marché, en attendant le développement et la mise en gaz d'ouvrages permettant une amélioration permanente de la disponibilité de capacités de transport du Nord vers le Sud, mais estime, comme expliqué dans la question n°1, que d'autres scénarios peuvent être explorés (affermisssement de capacités NS via des mécanismes de marché de « court terme » comme première étape « test »).

Nous sommes également favorables aux mesures proposées par la CRE pour permettre l'élargissement des possibilités offertes à GRTgaz d'attirer ou de conserver du gaz dans le Sud (engagements de flux à Larrau, transformation de capacités fermes non commercialisées au PIR Midi en capacités interruptibles).

Question 4 :

Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?

Etant donné l'échéance lointaine de tels investissements, Gas Natural Europe est favorable à la mise en place, même transitoire, d'une solution mixte. Un retour d'expérience permettra alors de décider si les investissements complémentaires doivent être faits ou si la solution mixte peut être pérenne.

Question 5 :

Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels ?

Compte tenu des éléments à sa disposition, Gas Natural Europe estime que cette solution est à privilégier, au moins de manière transitoire, en limitant dans une première phase les mécanismes contractuels à des mécanismes de court terme, et en élargissant ces mécanismes aux interconnexions avec l'Espagne.

Question 6 :

Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud - TIGF ?

Gas Natural Europe partage l'analyse de la CRE sur les bénéfices attendus d'un tel rapprochement, comme expliqué plus en détail lors de la question 2.

Nous estimons que ce rapprochement doit constituer une première étape vers la création d'un PEG France, cible à terme.

Question 7 :

Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une alternative à la création d'un PEG unique GRTgaz Nord et Sud ? Pensez-vous que le couplage de marché puisse constituer une solution alternative à la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF ou une première étape avant ce PEG commun ? Dans cette hypothèse, comment traiter la coexistence éventuelle d'un prix nul pour la capacité court terme avec le prix actuel de la capacité ferme réservée à long terme à l'interface GRTgaz Sud-TIGF ?

Gas Natural Europe partage l'analyse de la CRE et estime qu'un couplage de marché ne peut être un substitut à un système d'équilibrage commun et à un PEG unique.

En effet, un couplage ne servirait à rien dans le cas TIGF/SUD pour 2 raisons :

- la liaison Midi n'est pas congestionnée et il n'y a pas de problème pour accéder à la capacité
- le couplage est un mécanisme de court-terme, pour le Day-ahead. Ce n'est pas avec un mécanisme Day-ahead que les fournisseurs pourront faire des offres à des clients finaux...

Concernant la coexistence éventuelle d'un prix nul Day Ahead avec le prix actuel des capacités de long terme : Gas Natural Europe rappelle que les CAM, qui s'appliqueront dans tous les cas, prévoient déjà de mettre toutes les capacités aux enchères, du Day Ahead au long terme. Ces questions sont donc d'un ordre plus général et portent à la fois sur les prix de réserve à utiliser selon les produits commercialisés, et sur la garantie des revenus des TSO dans ce cadre, avec des "spreads" de court terme souvent inférieurs aux prix régulés de long terme...

Question 8 :

Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?

Gas Natural Europe partage l'analyse comparée de la CRE sur les différentes options envisagées.

Question 9 :

Partagez-vous l'analyse de la CRE ? Pensez-vous que le maintien du PEG TIGF soit envisageable à long terme ? Pensez-vous que le rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol soit une option réalisable à court ou moyen terme ?

Gas Natural Europe estime qu'un rapprochement des PEG de TIGF et GRTgaz est à privilégier pour obtenir rapidement et à moindre coût un PEG unique Grand Sud et un système d'équilibrage unique entre ces deux zones. Au surplus, comme évoqué dans la question n°2, ce rapprochement serait également générateur de synergies dans les coûts SI des opérateurs, et synonyme d'économies substantielles pour les expéditeurs qui doivent actuellement développer et maintenir de SI pour communiquer avec deux TSOs différents.

Le maintien à long terme d'un PEG TIGF nous semble irréaliste tant que des raisons sérieuses et valables n'auront pas été clairement avancées par TIGF.

Un rapprochement du PEG TIGF avec le marché espagnol pourrait être une piste intéressante, mais elle ne nous semble pas envisageable à court terme.

Question 10 :

Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?

Gas Natural Europe estime que ces trois cibles sont envisageables, mais à des horizons et à des coûts très différents.

Sur le long terme (2020), la cible n°1 a notre préférence (PEG France unique).

Question 11 :

Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité d'une évolution rapide de la structure du marché ? Pensez-vous nécessaire que les premières évolutions interviennent au plus tard en 2015 ?

Gas Natural Europe partage l'analyse de la CRE et considère que l'immobilisme serait un très mauvais signal envoyé aux acteurs du marché Européen. Nous estimons qu'une évolution de la structure du marché doit avoir lieu au plus tard en 2015.

Une évolution rapide et la démonstration d'une volonté forte du régulateur de simplifier la structure du marché seront bénéfiques à l'ensemble des acteurs. Cela permettra sans aucun doute d'accroître l'attractivité du marché français : à la fois pour les importateurs de gaz qui trouveront un débouché important en ayant une liquidité suffisante pour réduire leurs risques prix, mais aussi pour les porteurs de projets d'infrastructures gazières.

Question 12 :

Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1er avril 2015 ? Laquelle des deux options à votre préférence ? Dans le cas du PEG GRTgaz unique, faudrait-il décider simultanément de la mise en place d'un couplage de marché entre GRTgaz Sud et TIGF ? Dans le cas du PEG commun GRTgaz Sud - TIGF, faudrait-il lancer simultanément les études pour le doublement de l'artère de Bourgogne ?

Comme indiqué dans la question n°1, Gas Natural Europe estime que la première évolution à mener est la création d'un PEG Grand Sud.

Question 13 :

Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

RAS