

**Commission de Régulation de l'Energie**  
Direction des infrastructures et des réseaux de gaz

15 rue Pasquier  
75379 PARIS CEDEX 08  
France

Envoi par courriel : [dirgaz.cp1@cre.fr](mailto:dirgaz.cp1@cre.fr)

Bergen, le 15 juin 2012

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

Madame, Monsieur,

Nous avons le plaisir de vous transmettre nos commentaires concernant la consultation en objet.

Nous espérons que notre contribution appuiera utilement vos réflexions et efforts pour un marché final à la fois plus concurrentiel et intégré.

Restant à votre disposition pour toute précision utile, nous vous prions de croire, Madame, Monsieur, en notre parfaite considération.



Alain Bourgeois  
Vice President, Gas  
+47 400 20 915

Norvège  
Suède  
Finlande  
Danemark  
Royaume-Uni  
Allemagne  
Pays Bas  
France  
Italie  
Espagne

**Bergen Energi AS**  
Fantoftvegen 38  
5072 Bergen  
Norway  
Tel.: +47 55363700  
Fax: +47 55363701

[www.bergen-energi.com](http://www.bergen-energi.com)  
Capital social : 909.000 euros  
N° SIRET : 448 177 394



**ERNST & YOUNG**  
**ENTREPRENEUR**  
**OF THE YEAR\***  
**2007**

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

**Q1** – Il nous semble très souhaitable d'accélérer la consolidation des PEGs dans un triple objectif :

1. Accroître la compétition amont sur les importations et par suite les possibilités d'arbitrage entre les approvisionnements LNG et les approvisionnements par pipelines dont les modèles de prix peuvent différer.
2. Accroître la liquidité de marché sur les zones sud et sud-ouest au bénéfice des clients finaux, avec l'objectif d'un rapprochement des prix avec ceux de la zone nord.
3. Permettre à la France de jouer un rôle pivot en Europe, entre les marchés du sud-ouest (Péninsule Ibérique) et les marchés de la zone nord-ouest (Benelux, Allemagne, Royaume-Uni).

Comme nous l'avions déjà évoqué lors de la consultation 2009, nous pensons que la fusion des PEGs GRTgaz Sud et TIGF présente un caractère prioritaire par rapport à la fusion des PEGs GRTgaz Sud et Nord.

Le maintien de la situation actuelle à moyen terme nous semble exclu dans l'optique de la création d'un marché européen compétitif et à terme unifié.

**Q2** – Nous sommes naturellement favorables à l'harmonisation des procédures et systèmes d'information de GRTgaz et TIGF.

En outre, ce rapprochement doit être étendu aux gestionnaires de réseaux des pays adjacents, notamment Belgique, Allemagne et Espagne.

C'est un prérequis essentiel dans l'optique du développement nécessaire de la concurrence dans les activités d'acheminement et de stockage, avec l'émergence à terme d'un plus grand nombre d'expéditeurs.

Concernant la commercialisation des capacités groupées aux points d'interconnexion, l'adhésion des gestionnaires de réseaux de transport français à une plate-forme européenne commune semble s'imposer.

**Q3** – Nous appuyons les conclusions de l'étude KEMA quant à la priorité à donner aux mécanismes de marché.

Bien qu'ils nous apparaissent absolument nécessaires à court terme, nous sommes d'avis comme la CRE que des mécanismes contractuels via les GRT ne devraient être que transitoires.

Nota : l'étude KEMA et la CRE pointent les incertitudes de prix du gaz à l'horizon 2015 et au-delà. Ces incertitudes sont effectivement très élevées, tant en niveau qu'en structure et forme.

Pour exemple, nous pensons que la saisonnalité actuelle des prix à terme sur les places de marché pourrait évoluer sensiblement. Ce sujet semble très discuté par l'industrie gazière européenne, les opérateurs de stockage estimant habituellement que la modulation saisonnière des prix devrait augmenter (jusqu'à 5-7 €/MWh de spread été/hiver, en ligne avec les coûts de stockage physique), alors que d'autres acteurs de marché peuvent estimer que les spreads structurels été/hiver pourraient disparaître avec la globalisation progressive du marché mondial du GNL. Ces évolutions de forme devraient en outre être liées aux renégociations des signaux de prix et indexations dans le cadre de contrats d'approvisionnement de long terme.

**Q4** – Nous comprenons que l'importance des investissements nécessaires au renforcement du couplage physique des PEGs GRTgaz Nord et Sud devrait conduire à une hausse du tarif de transport moyen d'environ 15 % à l'horizon 2020.

Selon cette hypothèse, cela pourrait conduire à une hausse du prix de la molécule livrée aux clients finaux dans une fourchette de 0,1 à 0,5 €/MWh maximum.

Il nous semble que ces investissements sont pertinents dans la mesure où ils devraient conduire à une plus grande concurrence sur le prix de la commodité, permettant une compensation du surcoût transport, voire une perspective de gain jusqu'à un facteur 10.

En outre, à niveau de prix équivalent, les clients finaux ont intérêt à favoriser l'émergence d'un signal de prix unique entre zones de marché, modèle beaucoup plus favorable à la gestion du risque prix et aux opérations de couverture.

On observe que les coûts de couverture (frais de transaction + premium liquidité + spread bid/offer) sur des places de marché peu liquides et profondes sont très couramment supérieurs à 0,5 €/MWh, alors qu'ils peuvent être réduits à quelques c€/MWh lors de couverture sur des références de marchés matures.

**Q5** – Nous supportons la solution proposée par GRTgaz associant investissements limités et mécanismes contractuels, avec la perspective d'une mise en œuvre en 2018.

Nous estimons toutefois que cette option ne devrait s'opposer :

- Ni à la mise en œuvre d'une solution contractuelle à brève échéance ;
- Ni à un plan d'investissements plus large à l'horizon 2020.

**Q6** – En l'absence de congestion physique structurelle, nous ne voyons aucune raison de retarder la création d'un PEG commun regroupant les zones GRTgaz Sud et TIGF.

La création d'une zone de marché Sud de 18 Gm<sup>3</sup> – associant des imports depuis les terminaux de Fos et en provenance d'Espagne – nous semble urgente pour un développement effectif de la concurrence sur le sud de la France. Elle se fera aussi au bénéfice du fonctionnement global du marché français.

Nous comprenons mal comment les questions de gouvernance à traiter devraient retarder la mise en service jusqu'en avril 2014. Pour comparaison, dans des situations similaires voire beaucoup plus complexes, les gestionnaires de réseaux de transport en Allemagne ont réussi une fusion de leurs nombreuses zones de marché à un rythme beaucoup plus rapide.

**Q7** – Le couplage de marché entre les PEGs GRTgaz Sud et TIGF peut être une solution satisfaisante dans l'attente de la création d'un PEG commun. Elle pourrait être proposée dès janvier 2013 si la création d'un PEG unique ne peut être avancée, par exemple à avril 2013.

Nous ne voyons aucune difficulté liée à la possible coexistence d'un prix de capacité nul en day-ahead avec un tarif de capacité pour des transactions fermes en base annuelle.

La mise en œuvre d'une solution de couplage de marché pour un an seulement nous semble toutefois peu pertinente. La CRE devrait plutôt encourager une fusion plus rapide des PEGs et n'envisager le couplage de marché que comme alternative en cas de risque de glissement de calendrier.

Nota : à plus long terme, nous pensons que les acteurs du marché doivent favoriser le développement de mécanismes de marché et instruments « day-ahead » et/ou de maturité courte, pouvant à eux seuls servir à l'approvisionnement de clients finaux avec les garanties nécessaires en matière de sécurité d'approvisionnement. L'usage de contrats de moyen et long termes devrait être restreint aux besoins de couverture et/ou lorsque ces engagements se justifient pas des besoins d'investissements.

**Q8** – Nous partageons l'analyse de la CRE sur les solutions envisageables et leur enchaînement.

Nous pensons toutefois que des solutions pour en accélérer le calendrier devraient être discutées, notamment par combinaison des différents scénarios à l'étude :

1. Dès 2013 : couplage de marché entre les PEGs GRTgaz Sud et TIGF si l'avancement de la date de création d'un grand PEG Sud commun n'est pas réaliste.
2. Dès 2014 : création au plus tard d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF  
+ création sur base de mécanismes contractuels d'un PEG GRTgaz Sud et Nord commun, voire d'un PEG France unique.
3. A partir de 2018 : allègement des mécanismes contractuels sur le PEG commun GRTgaz (ou sur le PEG France unique) après mise en service du doublement de l'artère Bourgogne.
4. Horizon 2020 : création au plus tard d'un PEG unique France.

**Q9** – Le maintien du PEG TIGF n'est pas une option.

Sa fusion avec le PEG GRTgaz Sud ne semble pas poser de problème réel autre que de gouvernance.

Par ailleurs, un rapprochement du PEG TIGF seul avec le marché espagnol nous apparaît comme présenter des risques accrus de clivage à court terme entre le marché espagnol et le marché français.

A contrario, l'émergence préalable d'un PEG Sud unifié GRTgaz/TIGF nous semble une meilleure option dans l'objectif de créer à moyen terme un rapprochement avec la péninsule Ibérique.

**Q10** – Le regroupement des trois PEGs en une zone de marché unique à moyen terme doit être recherché et pourrait être accéléré.

A court terme, une structure à 2 zones avec un PEG Nord et un grand PEG Sud a notre préférence.

**Q11** – Nous sommes parfaitement en accord avec la nécessité d'une évolution très rapide.

A défaut, la France prend le risque de voir les marchés adjacents (notamment nord Europe avec TTF, et centre Europe avec NCG) se développer à un rythme qu'il sera difficile de rattraper. Au risque que leurs références de marché deviennent les principaux indices utilisés sur le marché européen, y compris en France, alors que les fondamentaux du marché du gaz devraient y être spécifiques.

Cette hypothèse présenterait des inconvénients pour les clients finaux français, mais surtout pourrait compliquer les investissements de long terme dans les infrastructures en France : terminaux méthaniers, CCGT...

Nous pensons que des solutions doivent être recherchées pour que les premières évolutions interviennent dès 2013 ou 2014 (cf Q8). A minima, les évolutions devraient être décidées dès 2012-2013, même si leur mise en œuvre doit être reportée en 2014 ou 2015.

Un objectif de fusion totale en un seul PEG à l'horizon 2020 nous semble trop éloigné.

**Q12** – Nous sommes en accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles.

Un avancement du calendrier de mise en œuvre des premières évolutions devrait être recherché, avec a minima des décisions dès 2012-2013.

Nous pensons que la création d'un grand PEG Sud doit être réalisée en priorité.

Simultanément, un projet de fusion des PEGs Nord et Sud doit être lancé, comprenant notamment les études pour le doublement de l'artère de Bourgogne. Mais aussi d'autres investissements nécessaires sur les artères Est et Nord-Est.

Nous ne pensons pas que le scénario d'un PEG unique Nord-Sud (GRTgaz + TIGF) soit très différent d'un scénario de fusion des seuls PEGs GRTgaz Nord et Sud. Nous ne voyons donc pas de risque majeur à compliquer le rapprochement Nord-Sud par une fusion préalable des PEGS GRTgaz Sud et TIGF.

Dans l'hypothèse où serait décidée la seule création d'un PEG GRTgaz unique au 1<sup>er</sup> avril 2015, la mise en place d'un couplage de marché avec le PEG TIGF devrait contribuer à désenclaver cette zone.