



**Commission de Régulation de l'Energie
Consultations Publiques**

15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

Interlocuteur : Manuel CABANILLAS

Objet : Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel

Paris, le 6 septembre 2010

Madame, Monsieur,

Veillez trouver la contribution de Gas Natural Europe à la Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur les tarifs et conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

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.

Luis BERTRAN
Directeur Général

Gas Natural Europe estime que l'ensemble des mesures et évolutions faisant l'objet de la présente consultation doivent permettre à terme le développement de la liquidité du marché français. La liquidité sera en effet synonyme de sécurité d'approvisionnement, permettra le développement de nouvelles infrastructures et contribuera au développement de la concurrence sur le marché final.

Partie 1 – Evolution de la structure contractuelle/tarifaire

Question 1. Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1^{er} avril 2013 ?

Gas Natural Europe est favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B.

Comme déjà exprimé dans le cadre de la Concertation Gaz, GNEurope estime que cette fusion contribuera à simplifier l'accès au réseau, facilitera la concurrence dans la zone B et augmentera l'attractivité du marché de la zone Nord.

GNEurope estime de plus que cette fusion devrait être complètement effective dès le 1^{er} avril 2012 car supprimer la distinction H-B dans le Système d'Information de GRTGaz ne constitue pas en soi une évolution (à spécifier, développer, tester ...), mais plutôt un re-paramétrage du SI à iso-fonctionnalité : il doit suffire de détacher tous les points LI, PS, IR, GD de la zone Nord B et de les rattacher sur la zone Nord H.

Question 2. Etes-vous favorable à la mutualisation totale du coût de conversion du gaz H en gaz B (service base uniquement) dès le 1^{er} avril 2011 ?

Gas Natural Europe est favorable à la mutualisation totale du coût de conversion du gaz H en gaz B dès le 1^{er} avril 2011.

Nous sommes également favorables à ce qu'à partir du 1^{er} avril 2011, il ne soit plus nécessaire de souscrire des capacités de conversion mais que soit toujours fournie une nomination informative à GRTGaz.

Question 3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF ?

Gas Natural est favorable à la création, au plus tôt, d'une unique place de marché au Sud de la France.

A la lecture de l'étude menée conjointement par GRTgaz et TIGF, Gas Natural Europe tire un certain nombre d'enseignements :

- Simulation conjointe

La mise en commun des réseaux lors des simulations permet de réduire significativement les contraintes.

Gas Natural Europe est donc favorable à ce qu'à l'avenir, toutes les études de dimensionnement soient réalisées via le MUST et faire l'objet d'une étroite collaboration entre les GRTs.

Ce constat milite également en faveur de la mise en place d'un gestionnaire unique des exploitations (équivalent à la figure du GTS en Espagne).

- Méthodologie

Le document met en évidence différentes approches méthodologiques sur la modélisation des réseaux ainsi que des interfaces Transport/Stockage.

Gas Natural Europe est favorable à ce que soit mise en place une méthodologie unique partagée par l'ensemble des opérateurs d'infrastructures en France, voire en Europe.

- Phase 2 – Echéance 2011

Le scénario envisagé (Hiver 10% et pas de gaz à Fos) nous semble peu réaliste. La tension sur le réseau pourrait être anticipée (suivi des stocks de GNL sur les terminaux de Fos) et donc inciter l'apport de GNL sur le terminal (grâce au signal de prix du PEG Sud, ou via la mise en place d'un marché d'équilibrage par GRTGaz)

Gas Natural Europe regrette que le projet de suppression du terme tarifaire au 01/04/2011 soit si facilement abandonné.

- Phase 2 – Echéance 2013

A cette échéance, les scénarii contraignants envisagés sur l'hiver sont totalement improbables.

Il est difficile de croire qu'avec des températures à 0°C, Lussagnet puisse être à 100% de soutirage alors que les Stockage GRTSud et la liaison Nord/Sud n'apporteraient quasiment aucune quantité sur la zone GRTGaz Sud.

- Règle opérationnelle

La règle opérationnelle proposée n'est acceptable que si elle est transitoire et qu'elle n'est appliquée que de manière exceptionnelle (uniquement dans le cas où se réaliserait l'un des scénarii de flux contraints fortement improbables identifiés lors de l'étude).

En revanche, l'utiliser pour répartir la misère lors des périodes de maintenance n'est pas envisageable. Les expéditeurs se retrouveraient une grande partie de l'été à ne plus pouvoir prévoir leur flux au PIR Midi, et seraient donc incapables d'anticiper la mise en place d'opérations de mitigation. Le manque de fermeté en résultant nuirait fortement au développement de la liquidité du marché de la grande zone Sud.

Gas Natural Europe est par conséquent favorable à la mise en place d'une règle opérationnelle différente susceptible de fonctionner en période de travaux.

Il s'agirait de mettre à profit une meilleure coordination entre les GRTs leur permettant de :

1. Planifier conjointement les périodes de travaux et optimiser leurs impacts sur la capacité physique résultante au PIR Midi.
Optimiser signifierait par exemple réaliser les travaux le week-end, malgré un surcout en main d'œuvre, si ces journées-là font l'objet de flux moindres. Ou encore étaler les travaux sur deux semaines au lieu d'une si cela permet de réduire le niveau de restriction.
2. Utiliser l'OBA (Operationnal Balancing Account) prévu par l'accord d'interconnexion entre GRTGaz et TIGF pour mitiger voire annuler l'impact des maintenances.
Par exemple, s'il est prévu une réduction de x% de la capacité Sud=>TIGF pendant une semaine, GRTGaz pourrait livrer davantage de gaz à TIGF (et donc gonfler l'OBA dans le sens où TIGF « doit du gaz » à GRTGaz) pendant les jours/semaines précédant la maintenance.
Puis pendant la maintenance, TIGF utiliserait les quantités reçues précédemment pour satisfaire les nominations en entrées faites par les expéditeurs.
TIGF n'enlèverait donc pas tout le programme physique à GRTGaz (enlèvement restreint par la maintenance), ce qui reviendrait donc à rendre du gaz à GRTGaz et donc à « dégonfler l'OBA ».
3. Utiliser, au-delà du recours à l'OBA, un marché d'équilibrage géographique permettant aux GRT de négocier (remise en service de la plateforme Pownext Balancing ?) sur certains points physiques du réseau des quantités de gaz leur permettant de pallier aux impacts de la restriction.

Malgré ces remarques et cette proposition d'une règle opérationnelle différente, **Gas Natural considère que la meilleure solution pour aboutir à création d'une unique place de marché au sud de la France serait de mettre en place un gestionnaire commercial/opérationnel unique en charge de la coordination de l'ensemble du système.**

Question 4. Etes-vous favorable à une diminution du terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud au 1^{er} avril 2011, si la création d'une place de marché unique au 1^{er} avril 2013 est retenue ?

Gas Natural est favorable à la création, au plus tôt, d'une unique place de marché au Sud de la France.

Si cette place de marché unique n'est envisagée qu'au 1^{er} avril 2013, **Gas Natural est favorable à ce qu'une diminution tarifaire soit d'ores et déjà mise en place au 1^{er} avril 2011 sur le PIR Midi.**

La perte de revenus engendrée par cette diminution pourrait être compensée :

- par une hausse équivalente du terme de sortie vers l'Espagne,
- par une hausse des termes de sortie vers le réseau régional

Néanmoins, afin de ne pas désavantager les acteurs espagnols venant stocker du gaz dans les stockages de la zone TIGF, un terme de proximité devrait leur être accordé comme cela avait été envisagé dans la délibération de la CRE du 2 juillet 2009.

Question 5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?

- Péréquation

Gas Natural est favorable à la péréquation des termes d'entrée terrestres français.

Néanmoins, ce principe devra être remis en cause et discuté en Concertation Gaz une fois qu'aura été instauré le network code prochainement rédigé sur la base des framework guidelines CAM.

- Interfaces Stockages

Si le développement des offres multicyclage par les opérateurs de stockage doit entraîner un renchérissement des termes E/S au PITS, Gas Natural est favorable à ce que soient mis en place 2 catégories de termes d'E/S :

- Ceux associés à une utilisation saisonnière des stockages
- Ceux associés à une utilisation en multicyclage

En effet, nous estimons que les coûts engendrés par la mise en place d'un service pour certains acteurs ne doit pas être supportés par l'ensemble du marché.

Dans le même esprit, nous estimons que la non-commercialisation des capacités de stockage par un opérateur non régulé tel que Storengy (non commercialisation liée directement à leurs tarifs élevés, et aux prix de réserve mis en place lors des enchères) ne devrait pas impactée le tarif des capacités de transport aux PITS. Il ne nous semble pas normal que l'ensemble des utilisateurs du réseau de transport supportent une hausse des tarifs aux PITS comme conséquence de la politique commerciale d'un opérateur d'infrastructure non régulé.

Par conséquent, Gas Natural souhaite que les capacités d'entrée/sortie aux PITS, non souscrites par les expéditeurs clients des GRTs, soient payées par l'opérateur de stockage adjacent.

Une telle mesure permettrait :

- d'aligner le prix des capacités de stockage sur la valeur des autres sources de flexibilité,
- de commercialiser ainsi 100% des capacités des stockages,
- d'assurer par conséquent une meilleure sécurité d'approvisionnement.

- Interfaces Terminaux Méthaniers

Gas Natural est favorable à la proposition de la CRE.

Partie 2 – Offre de flexibilité intra-journalière

N'étant pas actuellement promoteur d'un projet de CCGT en France, Gas Natural Europe n'a pas pu prendre part aux discussions du GT « Club des producteurs d'électricité ».

Plutôt que de répondre précisément aux questions ci-dessous, nous préférons exposer un certain nombre de remarques préliminaires et exposer ensuite les principes basiques sur lesquels, à notre avis, devrait être construite l'offre de flexibilité intra-journalière.

Remarques préliminaires

1. Le modèle actuel de transport est basé sur un équilibrage journalier et la CRE a confirmé le maintien de ce principe dans sa délibération du 30/04/2009.

Nous estimons qu'en-dessous de ce pas de temps journalier, ce sont les GRTs qui ont la responsabilité d'équilibrer le réseau avec les outils à leur disposition et moyennant des accords avec les opérateurs d'infrastructures adjacentes. En effet, les produits de marché étant d'une maturité supérieure ou égale à celle de l'équilibrage, il est impossible de valoriser l'utilisation d'un actif de production à une granularité inférieure à la journée gazière.

2. Le réseau de transport a été dimensionné pour fournir une certaine modulation intra-journalière à partir du stock en conduite.

La production de cette modulation intra-journalière étant liée au dimensionnement du réseau et à la gestion du cœur du réseau, il est impossible d'en distinguer le coût unitaire associé à chaque utilisateur.

Appliquer aux CCGT un nouveau terme tarifaire lié à la sollicitation d'une flexibilité intra-journalière reviendrait à leur facturer doublement un service puisque l'offre d'acheminement intègre déjà une certaine flexibilité intra-journalière.

Il ne devrait donc pas y avoir de discrimination entre les différents utilisateurs du réseau concernant l'accès à un service basique de modulation intra-journalière.

3. Le raccordement de CCGT sur les réseaux de transport (dont les coûts restent à la charge du producteur d'électricité) a des effets bénéfiques pour le marché :
 - augmentation stable des revenus des GRTs contribuant donc à une diminution du coût unitaire de transport
 - développement de la liquidité sur les places de marché

Principes d'une offre de flexibilité intra-journalière

Compte tenu de ces remarques préliminaires, Gas Natural est favorable à la mise en place d'une offre de flexibilité intra-journalière répondant aux principes suivants:

1. Détermination d'un niveau de flexibilité intra-journalière inhérente au seul réseau de transport

Cette modulation intra-journalière basique doit être accessible de façon transparente et non-discriminatoire par tous les utilisateurs du réseau.

Son caractère interruptible ou ferme (totalement, partiellement) devrait faire l'objet d'une réflexion approfondie en Concertation Gaz.

Tous les coûts internes aux GRTs liés à la gestion de la modulation intra-journalière doivent être inclus dans le tarif d'acheminement et foisonnés entre tous les utilisateurs du réseau.

2. Définition d'une offre de flexibilité intra-journalière additionnelle, basée sur un recours aux sources externes (terminaux méthaniers, stockage, GRT adjacent)

Ce service s'appliquerait à tous les utilisateurs, sans discrimination, ayant une modulation intra-journalière supérieure au niveau de base.

3. Tarification sur la base de coûts réels supportés par les GRTs et ayant été audités par la CRE.

Ce tarif devra être mensualisé de manière à refléter l'évolution des contraintes de stockage au cours de l'année et les foisonnements possibles (par exemple, une injection en hiver ne génère pas de coût supplémentaire pour l'opérateur de stockage).

4. Tarification à l'usage, sans souscription préalable

La sollicitation de la flexibilité intra-journalière additionnelle pourrait être mesurée comme étant l'amplitude de modulation (écart entre débit moyen et selon le cas débit max ou débit min) après déduction de la modulation inhérente au réseau.

Question 6. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz ?

Question 7. Etes-vous favorable à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière aux sites fortement modulés à travers un service spécifique ?

Question 8. Que pensez-vous du seuil de 0,8 GWh de volume modulé journalier moyen proposé par GRTgaz pour l'application du service de flexibilité infra-journalière ?

Question 9. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?

Question 10. Etes-vous favorable à la définition de deux services distincts, un service de flexibilité infra-journalière pour la programmation la veille pour le lendemain et un service pour les renominations en cours de journée ?

Partie 3 – Evolution du système d'équilibrage

Question 11. Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Le système cible envisagé par GRTGaz nous semble conforme aux orientations prises depuis déjà quelques années.

Gas Natural est favorable aux quatre évolutions majeures décrites :

- Meilleure information sur la situation du réseau dans son ensemble
- Meilleure information sur le déséquilibre de chaque expéditeur
- Incitation plus forte à l'équilibre au niveau journalier
- Interventions de GRTGaz sur le marché en adéquation avec la tension du réseau

Néanmoins, Gas Natural considère que le planning de GRTGaz est inadapté et contradictoire.

En effet, GRTGaz prévoit la disparition du compte d'écart cumulé EBC dès 2012-13 alors que la publication d'informations infra-journalières sur les portefeuilles de clients finaux ne serait envisagée (compte tenu de ses implications SI) qu'en 2013. Même remarque pour l'indicateur de tension du réseau qui ne deviendrait quantitatif qu'en 2012-13.

Les expéditeurs vont avoir besoin de faire évoluer leurs procédures, leurs habitudes et leurs outils informatiques pour s'adapter aux nouveaux indicateurs qui leur seront publiés et aux nouvelles contraintes qui leur seront imposées.

L'application de nouvelles règles (disparition des EBC, perte du talon) ne peut donc être envisagée qu'une fois que les nouveaux outils (information intra-journalière, indicateur de tension) auront été

mis en production, que leur qualité aura été démontrée, et qu'une période d'essai suffisante (au moins un hiver) aura été accordée aux expéditeurs pour s'adapter au nouvel environnement.

D'autre part, Gas Natural s'étonne de voir que GRTGaz compte, à l'avenir, maintenir un contrat d'accès aux stockages souterrains de Storengy. Dans le système cible, hors défaillance d'un fournisseur, GRTGaz ne devrait pas avoir besoin de faire appel aux stockages pour équilibrer son réseau.

Question 12. Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport ?

Gas Natural n'est pas opposé au maintien à court terme du système d'équilibrage en place sur le réseau de TIGF mais est favorable, comme l'indique la CRE, à ce que celui-ci soit adapté le moment venu en conformité avec les dispositions prises par les instances européennes (network code).

Quoi qu'il en soit, Gas Natural est favorable à une intégration maximale des zones TIGF et GRTGaz Sud. Cette intégration pourrait se faire :

- idéalement par la mise en place d'un gestionnaire unique et donc d'une seule zone d'équilibrage
- par le maintien de 2 zones d'équilibrage opérées par des GRT distincts mais entre lesquelles pourrait se faire une recirculation des déséquilibres

Question 13. Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?