

Consultation publique

Paris, le 30 avril 2009

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie sur l'accès aux réseaux de transport de gaz naturel en France et le développement des interconnexions gazières avec l'Espagne

Le système entrée-sortie par zone d'équilibrage recommandé par les régulateurs européens et retenu par la CRE pour la tarification du transport de gaz en France est fondé sur un découpage contractuel du territoire en zones d'équilibrage reflétant les congestions physiques sur le réseau.

A l'intérieur de chaque zone d'équilibrage, les expéditeurs peuvent faire circuler le gaz sans contrainte, ce qui leur permet d'arbitrer entre leurs différentes sources d'approvisionnement en gaz et d'avoir accès à une zone de consommation importante pour faire bénéficier le consommateur final des sources les plus compétitives en fonction des circonstances.

Par ailleurs, chaque zone d'équilibrage constitue une place de marché dont la liquidité joue un rôle important pour attirer de nouveaux acteurs sur le marché et pour créer une source d'approvisionnement alternative pour les fournisseurs.

La structure contractuelle du réseau de transport de gaz H français en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 est fondée sur trois zones d'équilibrage en série : deux zones, Nord et Sud, opérées par GRTgaz et une zone opérée par TIGF. Elle a nécessité d'importants investissements mis en œuvre par les deux transporteurs et ses modalités de fonctionnement ont fait l'objet d'une longue concertation avec l'ensemble des acteurs du marché, initiée par la CRE au début de l'année 2007.

Malgré les améliorations incontestables apportées par cette nouvelle structure, deux difficultés importantes subsistent :

- l'accès au sud du territoire reste limité pour les expéditeurs ne disposant pas de capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers de Fos ;
- la définition d'un schéma contractuel permettant le développement des interconnexions avec l'Espagne s'avère délicate, en particulier pour l'axe Est.

Depuis novembre 2008, des travaux ont été menés avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les acteurs de marché, notamment dans le cadre de la Concertation Gaz¹, instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz en France, afin d'identifier des solutions pour lever ces difficultés.

La CRE souhaite procéder à une consultation publique, afin de présenter les conclusions de ces travaux et de recueillir les observations de l'ensemble des acteurs de marché sur les solutions envisagées.

¹ Concertation Gaz : délibération de la CRE du 18 septembre 2008 relative à la création d'une instance de concertation sur les règles d'acheminement par les réseaux de transport de gaz

A l'issue de cette consultation publique, la CRE fera connaître la structure tarifaire qu'elle envisage de proposer ultérieurement aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, pour une entrée en vigueur possible à compter du 1^{er} avril 2011.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document, **au plus tard le 29 mai 2009.**

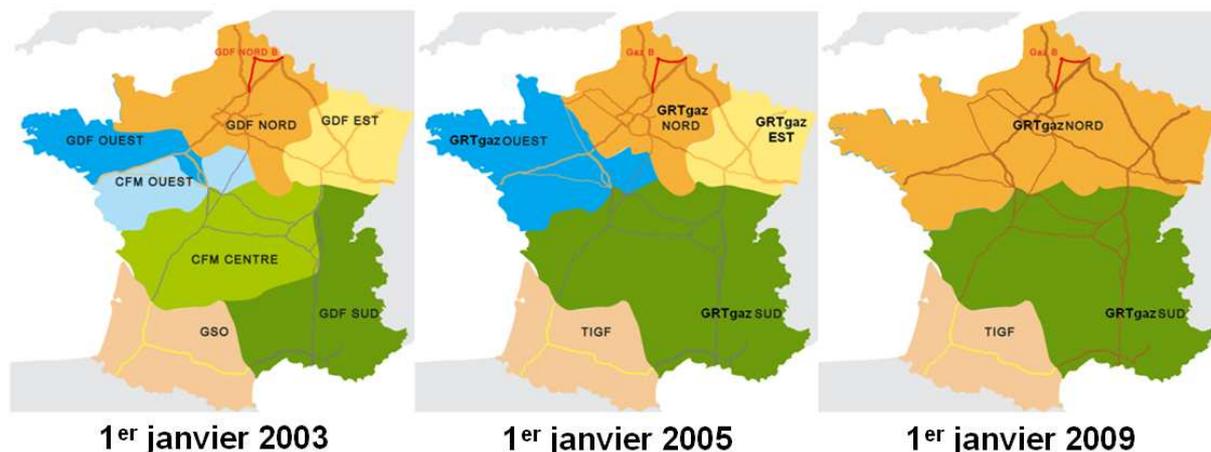
Table des matières

1. CONTEXTE	4
1.1. ORGANISATION DU TRANSPORT EN FRANCE	4
a) <i>Congestion du réseau de transport de gaz à la liaison Nord/Sud</i>	4
b) <i>Demande d'évolution de la structure du transport à l'horizon 2011</i>	5
c) <i>Création d'une instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz en France</i>	5
1.2. DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE	5
a) <i>Projet européen à fort enjeu</i>	5
b) <i>Plusieurs schémas contractuels possibles pour le développement de l'axe Est</i>	6
c) <i>Commercialisation de capacités de long-terme en lien avec les « Open Seasons »</i>	7
1.3. CALENDRIER DE TRAVAIL	8
2. PROPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL DE LA CONCERTATION GAZ	8
2.1. MISE EN PLACE DU GROUPE DE TRAVAIL EN CHARGE DE L'EVOLUTION DE LA STRUCTURE CONTRACTUELLE DU RESEAU DE TRANSPORT DE GAZ.....	8
2.2. PROPOSITIONS DU GROUPE DE TRAVAIL	9
a) <i>Fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz</i>	9
b) <i>Aménagement des règles d'accès à la zone Sud de GRTgaz</i>	10
3. AUTRE PROPOSITION : OPTIMISATION DE L'ACCES AUX RESEaux DE TRANSPORT DANS LE SUD DU TERRITOIRE	11
3.1. 1 ^{ERE} PHASE D'OPTIMISATION MISE EN ŒUVRE AU 1 ^{ER} JANVIER 2009	11
3.2. PROPOSITION DE POURSUIVRE CETTE OPTIMISATION	11
4. ANALYSE ET OBSERVATIONS DE LA CRE	12
4.1. FUSION DES ZONES NORD ET SUD SUR LE RESEAU DE GRTGAZ.....	12
4.2. AMENAGEMENT DE LA STRUCTURE A TROIS ZONES D'EQUILIBRAGE	13
a) <i>Interface entre GRTgaz et TIGF</i>	13
b) <i>Capacités conditionnelles à la liaison Nord vers Sud</i>	14
c) <i>Capacités restituables aux terminaux méthaniers</i>	15
d) <i>Autres propositions du groupe de travail</i>	15
4.3. MAINTIEN DE LA STRUCTURE ACTUELLE DE L'ACCES AUX RESEaux DE TRANSPORT	15
4.4. COMMERCIALISATION A LONG TERME DE CAPACITES DE LIAISON ET D'INTERFACE EN FRANCE, EN LIEN AVEC LES « OPEN SEASONS »	15
4.5. ORIENTATIONS DE LA CRE	16
5. QUESTIONS	16
6. ANNEXE : RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL DE LA CONCERTATION GAZ	17

1. Contexte

1.1. Organisation du transport en France

La structure contractuelle en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2009 est le résultat d'une évolution progressive qui a permis de réduire le nombre de zones d'équilibrage de huit à trois.



Cette structure est définie par l'arrêté des ministres chargés de l'énergie et de l'économie du 6 octobre 2008 approuvant les tarifs proposés par la CRE le 10 juillet 2008.

a) Congestion du réseau de transport de gaz à la liaison Nord/Sud

GRTgaz a réalisé des investissements importants pour décongestionner le nord de son réseau et permettre la création de la grande zone Nord, issue de la fusion des anciennes zones Ouest, Est et Nord. De même, les investissements importants menés conjointement par GRTgaz et TIGF pour développer les capacités de l'artère de Guyenne ont permis de lever la congestion à l'interface entre les réseaux des deux GRT. Toutefois, le réseau français présente encore une congestion importante entre le nord et le sud du territoire, qui est matérialisée contractuellement par le maintien de deux zones d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz séparées par la liaison Nord/Sud.

Les capacités commercialisables à cette liaison sont limitées et en grande partie interruptibles, avec 230 GWh/jour de capacités fermes et 220 GWh/jour de capacités interruptibles. Le développement de nouvelles capacités fermes ne sera possible qu'à l'horizon 2015 (augmentation de 200 GWh/jour de la capacité ferme commercialisable).

La CRE a défini dans sa décision du 25 octobre 2007, après concertation avec les acteurs de marché, les règles d'allocation des capacités à cette liaison.

En outre, une obligation de nomination à la liaison Nord-Sud a été introduite à compter du 1^{er} janvier 2009, afin d'optimiser l'utilisation de la capacité à cette liaison par l'introduction d'un mécanisme de « use it or lose it » court terme (UIOLI).

Lors de la commercialisation début 2008 par GRTgaz des capacités fermes disponibles à la liaison Nord/Sud, la demande des expéditeurs dans le sens Nord vers Sud a été sept fois supérieure à la capacité commercialisée. Si cette allocation a permis d'augmenter fortement le nombre d'expéditeurs ayant accès à cette capacité (21 souscripteurs), la règle d'allocation basée sur un mécanisme de prorata a conduit à allouer aux expéditeurs des capacités fortement réduites par rapport à leurs demandes.

b) Demande d'évolution de la structure du transport à l'horizon 2011

En octobre 2008, un groupe de fournisseurs, constitué d'EDF, Poweo, Altermgaz, ENI, Gazprom, Gas Natural et Eon, a adressé à la CRE et au Ministère de l'énergie, de l'environnement, du développement durable et de l'aménagement du territoire (MEEDDAT) un courrier faisant état des difficultés d'accès à la zone Sud :

- les capacités d'entrée en zone Sud depuis les terminaux méthaniers de Fos sont difficilement accessibles :
 - pour le terminal de Fos Cavaou, les capacités de regazéification ont été souscrites à 90 % à long terme par deux expéditeurs ;
 - pour le terminal de Fos Tonkin, il reste des capacités de regazéification disponibles, mais ce terminal est uniquement accessible aux bateaux de petite taille.
- l'entrée en zone Sud depuis la liaison Nord/Sud est congestionnée : les nouvelles règles d'allocation des capacités Nord vers Sud ont permis une redistribution des capacités entre les expéditeurs, mais elles ont également eu pour conséquence une fragmentation de ces capacités.

Sur la base de ce constat, ces fournisseurs demandent la fusion à l'horizon 2011 des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz.

c) Création d'une instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz en France

Dans sa délibération du 18 septembre 2008, la CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de mettre en place, avec l'ensemble des acteurs du marché, une instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz en France : la Concertation Gaz.

Le premier comité plénier de la Concertation Gaz, regroupant différents acteurs du secteur (fournisseurs, consommateurs industriels, traders, producteurs d'électricité, pouvoirs publics et régulateur) s'est tenu le 7 novembre 2008.

A cette occasion, un programme de travail a été défini, avec six thèmes principaux :

- l'évolution de la structure contractuelle du réseau de transport de gaz naturel ;
- l'adaptation du système d'équilibrage ;
- les mécanismes d'allocation des capacités de transport et le marché secondaire de capacités ;
- les règles applicables aux centrales de production d'électricité à partir du gaz naturel ;
- les questions relatives aux raccordements ;
- l'évolution du système d'information des GRT.

Ainsi, le groupe de travail de la Concertation Gaz en charge de l'évolution de la structure contractuelle du réseau de transport de gaz naturel a été officiellement lancé le 15 décembre 2008.

1.2. Développement des interconnexions avec l'Espagne

a) Projet européen à fort enjeu

Les initiatives régionales ont été lancées au printemps 2006 par le groupe des régulateurs européens d'électricité et de gaz (ERGEG) avec le soutien de la Commission européenne. Le développement des interconnexions gazières entre la France et l'Espagne est la priorité de l'Initiative régionale gaz Sud, qui réunit l'ensemble des acteurs gaziers présents en Espagne, au Portugal et en France (GRT, expéditeurs, autres parties prenantes et régulateurs).

L'objectif de ces travaux est de renforcer l'intégration des marchés ibériques, français et nord-européens, principalement par le biais d'investissements réalisés sur la base d'appels au marché

(« open seasons »). Ceci contribuera au développement de la concurrence et à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement pour la France et la péninsule ibérique.

En juillet 2007, les GRT français et espagnols (TIGF, GRTgaz, Enagas et Naturgas) ont publié un plan de développement coordonné des interconnexions gazières entre la France et l'Espagne, prévoyant un renforcement de l'axe Ouest (Larrau et Biriadou) à l'horizon 2013 et la création d'un nouvel axe à l'est (Perthus) pour 2015.

Le développement des interconnexions avec l'Espagne répond à des attentes fortes de la part du marché. En effet, lors de la 1^{ère} commercialisation de capacités à Larrau en 2008, la demande du marché avait été supérieure à la capacité commercialisée. Il s'agit également d'un projet prioritaire de la Commission européenne (projet TEN-E NG 2). Dans le cadre du plan de relance européen, il bénéficie d'une subvention européenne de 245 M€, dont 200 M€ pour la partie française.

b) Plusieurs schémas contractuels possibles pour le développement de l'axe Est

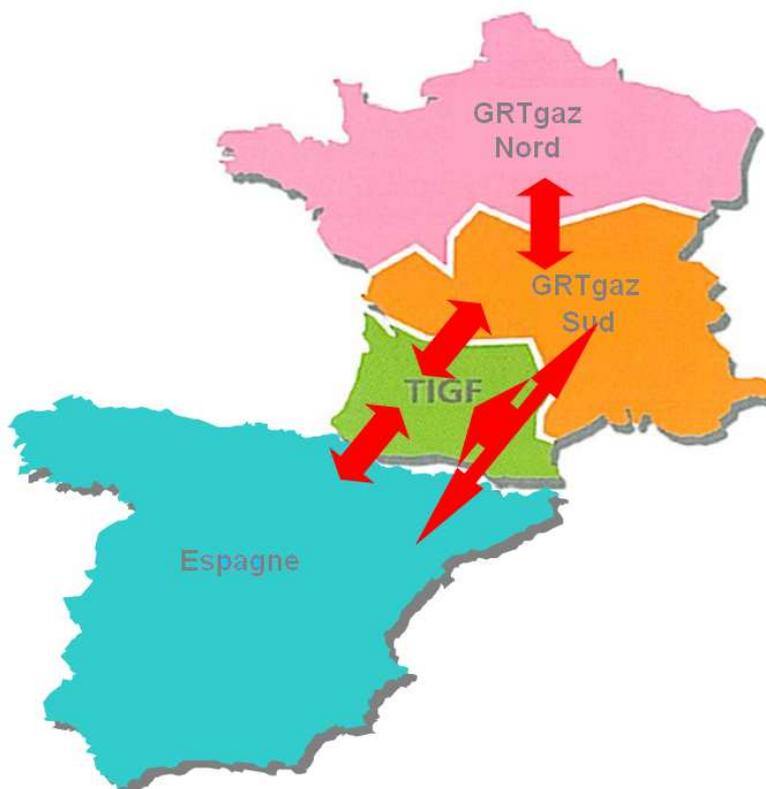
Pour le développement de l'axe Est, différents schémas contractuels ont été proposés par GRTgaz et TIGF. En effet, les investissements nécessaires au développement de l'axe Est ne se limitent pas à la frontière entre la France et l'Espagne, mais se prolongent jusqu'à la zone Nord de GRTgaz.

A ce titre, le projet de développement de l'axe Est à l'horizon 2015 :

- impliquera fortement les deux GRT français, avec en particulier le doublement de l'artère du Rhône pour GRTgaz ;
- permettra la commercialisation de capacités entre l'Espagne et la zone Nord de GRTgaz, dans les deux sens.

Fin 2008, les régulateurs français et espagnol ont consulté les acteurs du marché sur les modalités de développement des interconnexions entre la France et l'Espagne, et, en particulier, sur les différentes options proposées par les GRT français pour développer l'axe Est :

- organisation en série entre le réseau d'Enagas, la zone TIGF et la zone Sud de GRTgaz ;
- liaison directe entre le réseau d'Enagas et la zone Sud de GRTgaz ;
- solution mixte.



Les 17 réponses reçues à la consultation publique n'ont pas permis de faire émerger un schéma privilégié par les acteurs de marché. En effet, les expéditeurs sont partagés entre l'organisation en série et la liaison directe. Toutefois, il apparaît qu'une majorité d'entre eux souhaite une gestion coordonnée des capacités d'interconnexion entre GRTgaz et TIGF.

c) Commercialisation de capacités de long-terme en lien avec les « Open Seasons »

Le développement coordonné de capacités de transport permettant l'acheminement de gaz depuis l'Espagne jusqu'à la zone Nord de GRTgaz nécessite des engagements de long terme (10 ans et plus), tant du point de vue des GRT français et espagnols, que du point de vue des expéditeurs souhaitant disposer d'une visibilité suffisante sur l'ensemble de la chaîne de transport.

A cet effet, les règles d'allocation actuelles (Décision de la CRE du 25 octobre 2007) s'appliquant aux capacités de liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz ainsi qu'à l'interface entre les zones Sud GRTgaz et TIGF devraient être adaptées.

Les GRT proposent, dans le cadre de leurs travaux préparatoires aux développements de capacités France - Espagne, qu'une proportion de 80 % des capacités commercialisables, y compris entre zones d'équilibrage en France, soit proposée à la vente à long terme dans la cadre des « open seasons » envisagées. Pour la capacité de liaison de la zone Nord GRTgaz vers la zone Sud GRTgaz, aucune capacité ne sera vendue dans le cadre de l'open season « axe Ouest » à l'horizon 2013 ; cette règle ne s'appliquerait donc que dans le cadre de l'open season « axe Est » à l'horizon 2015.

L'application d'un tel principe conduirait à la commercialisation des capacités suivantes, dans le cadre de l'open season relative au développement de l'axe Ouest à l'horizon 2013 :

Capacités annuelles dans le sens Espagne → zone Nord France :

(GWh/jour)	Capacité commercialisable	Capacité commercialisée dans le cadre des « Open-Seasons »	Capacité non commercialisée dans le cadre des « Open-seasons »
Espagne → TIGF	225	180	45
TIGF → GRTgaz Sud	255	204	51
GRTgaz Sud → GRTgaz Nord	230	184	46

Capacités saisonnières dans le sens Espagne → zone Nord France :

(GWh/jour)	Capacité commercialisable	Capacité commercialisée dans le cadre des « Open-Seasons »	Capacité non commercialisée dans le cadre des « Open-seasons »
Espagne → TIGF (Eté)	5	4	1
TIGF → GRTgaz Sud (Hiver)	5	4	1

Capacités annuelles dans le sens zone Nord France → Espagne :

(GWh/jour)	Capacité commercialisable	Capacité commercialisée dans le cadre des «Open-Seasons »	Capacité non commercialisée dans le cadre des «Open-seasons »
GRTgaz Nord → GRTgaz Sud	152	0	152
GRTgaz Sud → TIGF	297	238	59
TIGF → Espagne	147	118	29

Capacités saisonnières dans le sens zone Nord France → Espagne :

(GWh/jour)	Capacité commercialisable	Capacité commercialisée dans le cadre des «Open-Seasons »	Capacité non commercialisée dans le cadre des «Open-seasons »
GRTgaz Sud → TIGF (Eté)	30	24	6
TIGF → Espagne (Eté)	5	4	1

1.3. Calendrier de travail

Les investissements nécessaires au développement des interconnexions avec l'Espagne seront décidés sur la base des engagements à long terme (10 ans et plus) des expéditeurs, validés dans le cadre d'open seasons dont le lancement est prévu aujourd'hui en juillet 2009. Pour une bonne organisation de ces open seasons, il est nécessaire de donner aux expéditeurs une visibilité suffisante sur les capacités qu'ils pourront souscrire à long terme, ainsi que sur le prix prévisionnel de ces capacités. La communication de ces informations (information mémorandum), prévue en juin ou juillet 2009 préalablement au lancement des open seasons, nécessitera la clarification de l'organisation du transport de gaz en France aux horizons 2013 et 2015.

La CRE souhaite donc faire connaître l'organisation à moyen terme du transport français avant le lancement des open seasons relatives au développement des interconnexions franco-espagnoles. Dans cet objectif, elle a demandé au groupe de travail de la Concertation Gaz en charge des travaux sur l'évolution de la structure contractuelle du transport de rendre ses conclusions au plus tard en avril 2009. Elle a également travaillé avec GRTgaz et TIGF sur l'organisation du transport dans le sud permettant de définir le schéma contractuel optimal pour le développement de l'axe Est.

La CRE souhaite recueillir les observations de l'ensemble des acteurs de marché sur les propositions issues de ces travaux et décrites ci-dessous.

2. Propositions du groupe de travail de la Concertation Gaz

2.1. Mise en place du groupe de travail en charge de l'évolution de la structure contractuelle du réseau de transport de gaz

Le groupe de travail de la Concertation Gaz a été chargé d'étudier les solutions permettant d'optimiser l'accès au réseau de transport sur l'ensemble du territoire français. Trois chantiers ont été identifiés :

- l'accès à la zone Sud de GRTgaz ;
- l'accès à la zone TIGF ;
- l'accès à la zone Nord B de GRTgaz.

Les participants à ce groupe de travail sont les suivants :

- les opérateurs d'infrastructures gazières (GRTgaz, TIGF, Elengy, STMFC et Storengy) ;
- les expéditeurs (Altergaz, EDF, EON, Gas Natural, Gazprom, GDF Suez, Rhodia Energy, Poweo, et Total) ;
- les clients finals (UNIDEN) ;
- la DGEC ;
- la CRE.

L'animation du groupe de travail a été confiée au fournisseur EDF.

Le groupe de travail a commencé ses travaux par le chantier « accès à la zone Sud de GRTgaz », avec pour objectif de proposer des solutions permettant un accès au réseau de transport favorable au développement de la concurrence sur le marché aval du gaz.

Quatre mois environ après le lancement de ce groupe de travail, celui-ci a transmis à la CRE le 24 avril 2009 un rapport présentant la synthèse de ses travaux basés sur l'analyse de deux solutions :

- la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz sur la base d'engagements de compensation de flux de gaz dans les terminaux méthaniers de Fos et d'un marché d'équilibrage géographique ;
- le maintien des zones Nord et Sud avec un aménagement de ce zonage reposant sur des modifications des règles d'allocation des capacités aux points d'entrée de la zone Sud de GRTgaz.

Le groupe de travail n'ayant pas réussi à trouver un consensus autour de ces deux solutions, le rapport de synthèse présente également les points de divergence principaux entre ses membres.

Le rapport complet du groupe de travail de la Concertation Gaz est annexé à la présente consultation publique.

2.2. Propositions du groupe de travail

a) *Fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz*



Dans son plan de développement à 10 ans publié en juin 2008, GRTgaz présente l'analyse préliminaire des investissements à mettre en œuvre pour lever les congestions et permettre la fusion des zones Nord et Sud sur son réseau. Le coût des investissements à réaliser est important, de l'ordre de 2 400 M€, même si une partie d'entre eux peut être mutualisée avec d'autres projets en cours d'étude. La mise en œuvre au plus tôt de cette fusion est estimée par GRTgaz à l'horizon 2016-2017.

Le groupe de travail de la Concertation Gaz a analysé une solution alternative pour permettre une fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz à l'horizon 2011. Cette solution, fondée sur des dispositifs réglementaires et contractuels, reposerait sur deux mécanismes : un mécanisme

d'engagement de déchargement de quantités minimales de gaz naturel liquéfié (GNL) dans les terminaux de Fos, combiné à un mécanisme de marché d'équilibrage géographique.

Le mécanisme d'engagement de flux permettrait d'assurer l'entrée de gaz sur le réseau de transport directement dans le sud, nécessaire à GRTgaz pour équilibrer physiquement son réseau en cas de fusion des zones Nord et Sud. En effet, compte tenu de la congestion entre le nord et le sud du réseau de GRTgaz, l'équilibrage physique d'une zone unique sur ce réseau nécessiterait l'arrivée directement dans le sud de quantités de gaz suffisantes. Cet engagement porterait en été sur des quantités de gaz proches de la capacité physique maximale d'émission sur le réseau de transport au point d'entrée de Fos, et en hiver sur des quantités sensiblement plus faibles. Il serait supporté par les expéditeurs détenant des capacités long terme de regazéification au niveau des terminaux méthaniers de Fos, soit GDF Suez et Total.

Le mécanisme de marché d'équilibrage géographique donnerait à GRTgaz un outil supplémentaire pour lui permettre d'équilibrer son réseau à court terme, en particulier en cas de déséquilibre entre les actuelles zones Nord et Sud. Ce dispositif serait comparable au mécanisme d'ajustement mis en place pour permettre à RTE d'équilibrer le réseau de transport d'électricité. Il reposerait sur l'obligation pour les expéditeurs de répondre aux appels de GRTgaz pour l'apport ou le soutirage de quantités de gaz en des points précis du réseau.

b) Aménagement des règles d'accès à la zone Sud de GRTgaz

Parallèlement à la fusion des zones Nord et Sud, le groupe de concertation a examiné une solution alternative reposant sur le maintien de ces deux zones et l'aménagement des règles d'allocation des capacités d'entrée en zone Sud, afin de permettre à chaque fournisseur de disposer dans des conditions concurrentielles des capacités dont il a besoin pour alimenter son marché aval.

Les principales propositions d'aménagement des règles d'allocation, qui concernent la capacité de liaison Nord vers Sud et l'accès aux capacités de regazéification du terminal de Fos Cavaou, sont les suivantes :

- **Remise sur le marché de capacités fermes d'entrée en zone Sud à la liaison Nord/Sud, en contrepartie de capacités conditionnelles**

Près de la moitié de la capacité physique à la liaison Nord vers Sud est aujourd'hui commercialisée sous forme interruptible. La proposition du groupe de travail consiste à libérer des capacités fermes à la liaison Nord vers Sud en contrepartie de capacités conditionnelles, dont la disponibilité serait maîtrisable par son détenteur. Les capacités conditionnelles remplaceraient les capacités interruptibles existantes et leur disponibilité serait assurée en fonction des flux de gaz en entrée depuis l'interconnexion avec l'Allemagne à Obergaillbach, le terminal méthanier de Montoir et les terminaux méthaniers de Fos. Compte tenu des conditions à réunir pour piloter la disponibilité de la capacité conditionnelle, seul GDF Suez se verrait attribuer des capacités conditionnelles en contrepartie de la libération de capacités fermes, à hauteur de 100 GWh/jour au maximum.

- **Modification des règles d'allocation des capacités d'entrée en zone Sud depuis la liaison Nord/Sud**

Le groupe de travail a analysé plusieurs mécanismes ayant pour objectif d'optimiser la répartition de la capacité Nord vers Sud en fonction des besoins réels de chaque expéditeur, les principaux étant :

- la définition de règles de priorité entre expéditeurs ;
- l'allocation « normalisée » de cette capacité en fonction des besoins du portefeuille de clientèle aval de chaque expéditeur, sur l'exemple des droits de stockage ;
- la vente aux enchères de la capacité.

- **Modification des règles d'allocation des capacités de regazéification pour le terminal méthanier de Fos Cavaou**

Deux aménagements des règles d'allocation existantes pour le terminal de Fos Cavaou ont été proposés par le groupe de travail :

- l'introduction d'un dispositif de capacités restituables ;
- la définition de règles de priorité pour l'accès à la capacité court terme.

3. Autre proposition : optimisation de l'accès aux réseaux de transport dans le sud du territoire

3.1. 1^{ère} phase d'optimisation mise en œuvre au 1^{er} janvier 2009

Dans sa communication du 21 mars 2007, la CRE avait demandé à GRTgaz et TIGF de constituer un groupe de travail pour réfléchir à des propositions d'amélioration de la gestion de l'acheminement de gaz dans le sud de la France.

Les conclusions de ce groupe de travail ont permis de mettre en place les améliorations suivantes :

- la simplification de l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF, les capacités de liaison étant intégralement reportées sur une interface contractuelle unique entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF ;
- la commercialisation d'un produit unique à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, qui regroupe les capacités d'entrée et de sortie de chaque réseau.

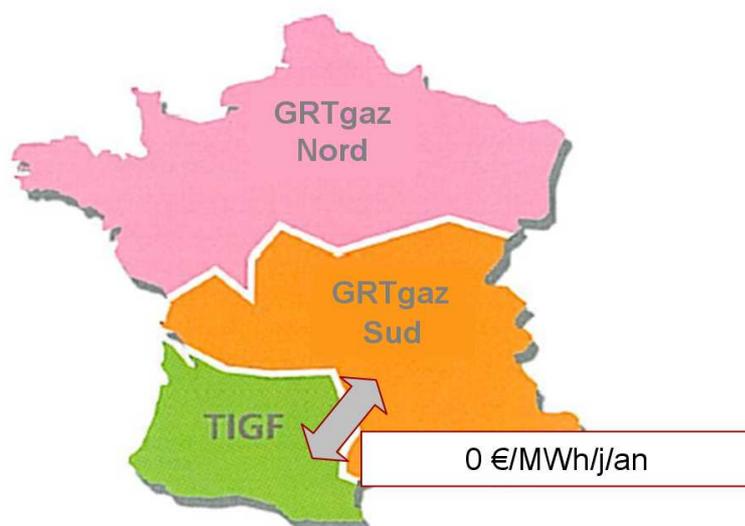
3.2. Proposition de poursuivre cette optimisation

Les travaux relatifs au développement des interconnexions avec l'Espagne ont mis en exergue la forte interdépendance des réseaux de GRTgaz et TIGF dans le sud du territoire et la nécessité d'avoir une approche globale pour mener à bien les projets importants prévus dans cette zone.

Ainsi, la CRE a été amenée à initier des réflexions avec GRTgaz et TIGF pour identifier les schémas contractuels optimaux pour favoriser le développement de ces interconnexions.

Le schéma envisagé repose sur le maintien dans le sud de la structure existante avec deux zones d'équilibrage gérées de façon indépendante par GRTgaz et TIGF.

L'évolution principale consiste à porter le terme tarifaire de la liaison à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF à zéro. En effet, la première phase de développement de l'artère de Guyenne a permis un développement important de la capacité à l'interface entre les deux réseaux, qui est portée à 325 GWh/jour dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF et à 230 GWh/jour dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud.



Pour les expéditeurs, cette évolution se traduirait par :

- le maintien d'une obligation d'équilibrage de leur portefeuille à l'échelle de chaque zone d'équilibrage ;
- une simplification de la gestion opérationnelle de l'acheminement et de l'équilibrage dans le sud par le biais d'une nomination sans contrainte de capacité au point d'interface entre les deux réseaux ;
- une fluidification des échanges de gaz entre les deux zones TIGF et GRTgaz Sud et un accès aux flexibilités présentes au niveau des deux zones (points d'entrée, stockages, PEG), qui contribueraient au développement de la concurrence et de la liquidité du marché dans le sud ;
- une simplification des open seasons, dans la mesure où il ne serait pas nécessaire de commercialiser à long terme des capacités entre les zones TIGF et Sud GRTgaz.

Cette organisation du transport dans le sud permettrait de lancer les open seasons pour les interconnexions avec l'Espagne sur les deux axes en respectant le calendrier prévisionnel annoncé et en donnant suffisamment de visibilité aux expéditeurs sur les capacités qui seront commercialisées.

Ce schéma garantirait l'indépendance complète de chaque transporteur quant à la gestion de son réseau et à la relation avec ses clients. TIGF commercialiserait les capacités aux interconnexions franco-espagnoles pour les axes Ouest (Biratou et Larrau) et Est (Perthus), et GRTgaz commercialiserait les capacités à la liaison Nord/Sud et au point d'interconnexion avec les terminaux méthaniers de Fos.

Pour les GRT, la suppression de ce terme tarifaire représente une perte de revenu de l'ordre de 27 M€ par an pour chacun d'eux, qui devra être reportée sur les autres termes tarifaires.

Ce schéma serait accompagné d'un mécanisme de redistribution des revenus entre GRTgaz et TIGF, sous contrôle de la CRE. Les revenus liés à l'ensemble des termes d'entrée et sortie aux points d'interconnexions dans le sud du territoire et à la liaison Nord/Sud seraient partagés entre les GRT, en fonction de leurs efforts d'investissement. La clé de répartition évoluerait en fonction de la mise en service des investissements de chaque GRT.

Si ce schéma était retenu, une étude technique devrait être menée par les deux GRT pour analyser les éventuelles adaptations des offres d'accès aux réseaux de transport qui seraient nécessaires (notamment aux points d'interface avec les stockages) et proposer des modalités opérationnelles de gestion de l'interface entre les deux réseaux (nominations, allocations, PEG).

4. Analyse et observations de la CRE

La CRE note que toute évolution de la structure d'ensemble d'accès aux réseaux de transport nécessite un délai d'au moins 18 mois entre la décision et l'entrée en vigueur, afin de permettre la définition détaillée des modalités de fonctionnement et la mise en oeuvre dans les contrats et les systèmes d'information des GRT et des expéditeurs.

Dans ces conditions, toute évolution envisagée pour une mise en service en avril 2011 devrait être annoncée au plus tard à l'été 2009.

En dehors du statu quo, deux options principales peuvent être envisagées.

4.1. Fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz

La CRE est favorable à la simplification de la structure contractuelle du réseau, notamment par une réduction progressive du nombre de zones d'équilibrage. Pour le réseau de transport d'électricité, elle a mis en place une tarification de type « timbre poste » avec une seule zone nationale et pour les réseaux de transport de gaz, elle a proposé à plusieurs reprises des évolutions, qui ont permis de passer de huit zones d'équilibrage en 2003 à trois en 2009.

La CRE considère qu'il est important, pour le bon fonctionnement du marché du gaz et pour le bénéfice des consommateurs finals de gaz en France, de poursuivre cette simplification.

Pour autant, la CRE constate que GDF Suez et Total, sur qui repose l'ensemble du dispositif, ne sont pas favorables au principe d'engagement de flux à Fos, qui est indispensable pour mettre en œuvre la fusion des zones Nord et Sud à l'horizon 2011. L'analyse menée par le groupe de travail montre que la fusion des zones Nord et Sud nécessiterait plusieurs évolutions d'ordre réglementaire, notamment pour contraindre les flux de gaz émis à partir des terminaux méthaniers de Fos et étendre les missions de GRTgaz à la surveillance de l'équilibre du bilan France sur tous les horizons temporels. Ces évolutions réglementaires dépassent le cadre des missions et des pouvoirs de la CRE.

Dans ces conditions, il existe des obstacles juridiques importants à la mise en œuvre de cette proposition.

Il existe également des difficultés de nature technique :

- les modalités pratiques de mise en œuvre de cette fusion devront être analysées dans le détail pour valider leur faisabilité technique et s'assurer qu'elles ne dégradent pas la sécurité du système gazier français. En effet, la solution proposée modifierait profondément l'organisation et le fonctionnement du système gazier. Elle changerait les rôles et responsabilités des différents acteurs du marché et instaurerait une interdépendance plus importante entre eux. La pérennité du dispositif devra également être examinée, afin de s'assurer que cette solution est robuste en cas d'évolutions futures du réseau de transport de gaz ;
- la fusion des zones Nord et Sud conduirait à la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord/Sud, soit une perte de revenu pour GRTgaz de 73 M€ par an, qui devrait être compensée par une augmentation sensible du terme d'entrée sur le réseau principal et du terme de sortie du réseau principal. En outre, cette évolution conduirait à faire subventionner le transit par les consommateurs français, sauf à augmenter fortement les termes tarifaires entre la France et l'Espagne et entre TIGF et GRTgaz, ce qui ne paraît pas souhaitable.

4.2. Aménagement de la structure à trois zones d'équilibrage

Deux types d'aménagements de la structure existante seraient réalisés en parallèle :

- un aménagement des règles applicables à l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF, tel que décrit au paragraphe 3.2 ci-dessus ;
- un aménagement des règles d'accès à la zone Sud de GRTgaz proposé par le groupe de travail de la Concertation Gaz, tel que décrit au paragraphe 2.2.b ci-dessus.

Ces deux aménagements sont complémentaires et permettraient de répondre aux deux difficultés auxquelles est confronté aujourd'hui le réseau de transport de gaz français : l'accès au sud du territoire et le développement des interconnexions espagnoles.

a) Interface entre GRTgaz et TIGF

L'aménagement des règles à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF, consistant à porter le terme tarifaire à zéro, permettrait de poursuivre le mouvement vers une zone de marché liquide dans le sud de la France, en simplifiant les mouvements de gaz entre les deux réseaux pour les expéditeurs.

Cette évolution présente également l'avantage de garantir l'indépendance complète de chaque GRT quant à la gestion de son réseau et la relation avec ses clients.

L'introduction d'une nomination sans contrainte de réservation de capacité entre les deux réseaux permettrait de simplifier les règles opérationnelles à l'interface entre les deux zones et de minimiser les risques de déséquilibre. Les expéditeurs pourraient également optimiser la gestion de leur portefeuille en ayant accès à l'ensemble des points d'entrée et de stockage dans le sud du territoire.

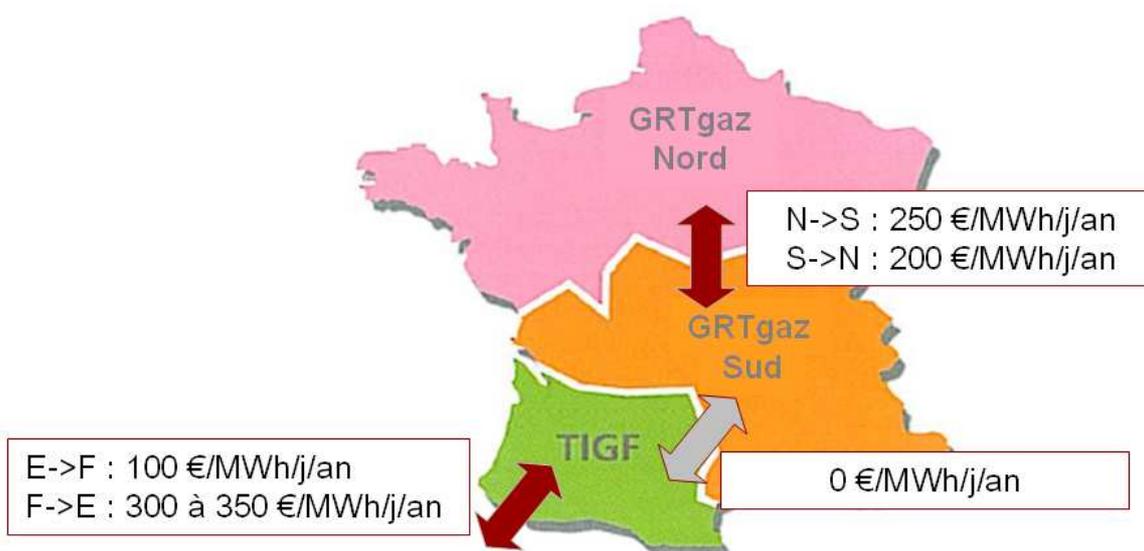
Cette évolution nécessiterait de compenser la perte du revenu lié à l'interface entre les deux réseaux, soit environ 54 M€ par an au total pour GRTgaz et TIGF.

A niveaux de charges et de souscriptions de capacités équivalents à ceux retenus pour définir les tarifs en vigueur, les premières simulations tarifaires conduiraient aux évolutions tarifaires suivantes à l'horizon 2011 (exprimées en euros 2009) :

- augmentation du terme tarifaire à la liaison Nord/Sud, qui serait de l'ordre de 250 €/MWh/jour et par an dans le sens Nord vers Sud et de 200 €/MWh/jour et par an dans le sens Sud vers Nord ;
- augmentation du terme tarifaire de sortie vers l'Espagne, qui serait de l'ordre de 300 à 350 €/MWh/jour et par an. Cette hausse, combinée avec celle de la liaison Nord/Sud, conduirait à maintenir le coût de transport du nord de la France vers l'Espagne ;
- augmentation des termes tarifaires d'entrée vers la France, qui seraient de l'ordre de 100 €/MWh/jour et par an. A l'horizon 2015, compte tenu de l'ensemble des investissements envisagés sur le réseau principal de transport, les termes d'entrée pourraient être portés à environ 120 €/MWh/jour et par an.

Par ailleurs, il pourrait être nécessaire de revoir les règles tarifaires applicables aux points d'entrée et sortie depuis les stockages (PITS), afin d'éviter toute distorsion de concurrence entre les stockages souterrains. Si une péréquation complète des tarifs aux PITS était décidée, ils devraient être fixés à environ 12 €/MWh/jour et par an pour l'injection et 15 €/MWh/jour et par an pour le soutirage, pour conserver le revenu tarifaire lié aux PITS.

Enfin, le mécanisme de redistribution des revenus entre GRTgaz et TIGF, envisagé pour accompagner cette évolution, permettrait à chaque GRT de recouvrer le revenu prévu par les tarifs.



b) Capacités conditionnelles à la liaison Nord vers Sud

La mise en place d'un dispositif de capacités conditionnelles à la liaison Nord vers Sud, tel que décrit au paragraphe 2.2.b) ci-dessus, permettrait de poursuivre le processus de redistribution des capacités entre expéditeurs. En effet, il conduirait à libérer jusqu'à 100 GWh/jour de capacités fermes à la liaison Nord vers Sud, en attendant la mise en œuvre des investissements nécessaires pour créer de nouvelles capacités fermes en 2015. Cette capacité serait ainsi rendue disponible pour les expéditeurs n'ayant pas accès à d'autres points d'entrée dans le Sud, en dehors de la liaison Nord vers Sud. Les volumes de capacités fermes libérés pourraient augmenter progressivement jusqu'à 100 GWh/jour en fonction des besoins de GDF Suez et des autres expéditeurs au sud de la France. Un tel dispositif pourrait être introduit par une nouvelle proposition tarifaire de la CRE pour l'acheminement sur les réseaux de transport.

Le mécanisme de capacités conditionnelles, dont les modalités pratiques devront être analysées en détail, pourrait être couplé avec une révision des règles d'allocation des capacités à la liaison Nord vers Sud, afin de mieux prendre en compte les besoins réels des expéditeurs, sans aller forcément jusqu'à une allocation normalisée des capacités, comme pour le stockage.

c) Capacités restituables aux terminaux méthaniers

Concernant l'accès aux terminaux méthaniers, la CRE n'exclut pas l'introduction d'un système de capacités restituables, dans les prochains tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés. Toutefois, ce mécanisme, qui a montré son efficacité pour l'accès aux réseaux de transport de gaz, semble difficile à adapter au cas des terminaux méthaniers. Les règles envisagées à ce stade pourraient être les suivantes :

- ce dispositif concernerait tout expéditeur détenant plus de 50 % de la capacité de regazéification au niveau d'un terminal méthanier régulé ;
- le tarif des capacités restituables serait identique à celui des autres capacités de regazéification ;
- ce dispositif concernerait un niveau de capacité de regazéification limité, de l'ordre de 1 bcm par an pour le terminal de Fos Cavaou et de 2 bcm par an pour le terminal de Montoir. Des lots de 1 bcm seraient attribués à un expéditeur (ou un groupement d'expéditeurs) unique ;
- il serait déclenché avec un préavis d'environ 6 mois et les capacités seraient attribuées à leur nouveau détenteur pour 3 ans calendaires ;
- il serait assorti pour le bénéficiaire d'une obligation d'utilisation des capacités supérieure à un niveau élevé, de l'ordre de 80 %. Cette obligation devrait être assortie de pénalités si elle n'était pas respectée ;
- il serait supprimé en cas de développement de nouvelles capacités de regazéification sur le terminal concerné.

d) Autres propositions du groupe de travail

La CRE n'est pas favorable à la mise aux enchères des capacités de liaison entre les zones Nord et Sud, qui risquerait de conduire à une augmentation du prix du gaz pour les consommateurs du sud de la France.

4.3. Maintien de la structure actuelle de l'accès aux réseaux de transport

La CRE considère que ce statu quo serait un mauvais signal pour l'ensemble du marché et traduirait l'incapacité du système gazier français à évoluer pour prendre en compte les besoins du marché, qu'il s'agisse du développement des interconnexions avec l'Espagne ou de l'amélioration des conditions d'accès au sud de la France.

4.4. Commercialisation à long terme de capacités de liaison et d'interface en France, en lien avec les « Open Seasons »

La commercialisation à long terme de capacités entre zones d'équilibrage françaises est un élément nécessaire à la prise de décision pour le développement de capacités entre le nord de la France et l'Espagne. En outre, elle correspond à la demande de certains acteurs de marché de disposer de capacités de long terme entre le nord de la France et l'Espagne.

Pour autant, la proportion de capacités commercialisées à plus court terme (en dehors du champ d'application des open seasons) doit être suffisante, afin de permettre un accès des tiers aux réseaux suffisamment souple et ouvert pour s'adapter aux évolutions du jeu concurrentiel sur le marché français du gaz.

La CRE considère que les capacités aujourd'hui vendues à court et moyen terme (de un à quatre ans) devraient continuer à l'être. Seules les capacités nouvellement créées, ainsi que les capacités libérées par la fin de certains contrats historiques, seraient commercialisées à long terme dans le cadre des open seasons. Néanmoins, une partie de la capacité existante de GRTgaz Sud vers GRTgaz Nord, qui est aujourd'hui peu souscrite, pourrait être commercialisée à long terme dans le cadre de l'open season relative à l'axe Ouest.

La CRE note que toute évolution de la structure tarifaire, telle que décrite ci-dessus, permettrait de simplifier le traitement de cette question en supprimant certains produits de capacités.

4.5. Orientations de la CRE

La CRE considère à ce stade de ses analyses que la solution consistant à maintenir la structure à trois zones, avec un aménagement de l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF et des règles d'accès à la zone Sud de GRTgaz, paraît la plus acceptable.

Elle présente l'avantage d'apporter de réelles améliorations aux deux difficultés à lever aujourd'hui pour l'accès au réseau de transport de gaz en France : simplifier l'accès au sud du territoire et développer les interconnexions espagnoles.

En outre, elle peut être annoncée et réalisée dans des délais compatibles avec la demande des expéditeurs, soit 2011, et avec le calendrier de développement des interconnexions avec l'Espagne.

A l'issue de la consultation publique, la CRE annoncera les orientations qu'elle retient en vue du lancement des open seasons, prévu en juillet 2009.

5. Questions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 29 mai 2009 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 2, rue du Quatre Septembre - F-75084 Paris Cedex 02 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et réseaux de gaz : + 33.1.44.50.42.12 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Une synthèse des contributions sera publiée par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi. Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que la confidentialité et / ou l'anonymat des informations soient garantis. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions suivantes en argumentant leurs réponses.

- | |
|---|
| <p>Q1 Quel est votre retour d'expérience sur la mise en place de la nouvelle structure du transport à trois zones d'équilibrage au 1^{er} janvier 2009 ?</p> <p>Q2 Partagez-vous l'analyse sur les difficultés identifiées pour l'accès au réseau de transport de gaz au sud de la France ? Avez-vous identifié d'autres contraintes ?</p> <p>Q3 Que pensez-vous de la proposition du groupe de travail de la Concertation Gaz relative à la fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz ? Quelle est votre analyse sur sa faisabilité ?</p> <p>Q4 Que pensez-vous du schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2 ? Si ce schéma est adopté, pensez-vous qu'il est souhaitable de l'appliquer en 2011, ou d'attendre 2013 ?</p> <p>Q5 Dans l'hypothèse où les zones Nord et Sud de GRTgaz ne seraient pas fusionnées, préféreriez-vous la solution d'aménagement de la structure à trois zones telle que décrite au paragraphe 4.2 ou le maintien de la structure actuelle ?</p> <p>Q6 Pensez-vous que le dispositif de capacités conditionnelles, tel que décrit au paragraphe 2.2.b), est de nature à répondre aux difficultés rencontrées par certains expéditeurs pour accéder au sud du territoire ?</p> |
|---|

- Q7** Que pensez-vous du mécanisme de capacités restituables envisagé pour les terminaux méthaniers régulés ?
- Q8** Si le schéma fondé sur l'aménagement de la structure à trois zones, tel que décrit au paragraphe 4.2, était mis en œuvre, seriez-vous favorable à une péréquation des termes tarifaires aux PITS ? Que pensez-vous des autres évolutions tarifaires envisagées pour compenser la perte de revenu liée à la suppression du terme tarifaire à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF ?
- Q9** Etes-vous favorable à la commercialisation à long terme (10 ans et plus) d'une partie des capacités entre zones d'équilibrage en France ? Que pensez-vous de la proposition des GRT (paragraphe 1.2 c) de commercialiser à long terme 80 % de ces capacités dans le cadre de l'open season relative à l'axe Ouest ? Que pensez-vous de l'autre option, décrite au paragraphe 4.4, consistant à ne commercialiser à long terme que les capacités nouvellement créées ?
- Q10** Avez-vous des remarques ou des propositions complémentaires ?

6. Annexe : rapport du groupe de travail de la Concertation Gaz

(cf. document joint à la consultation publique)