

Contribution de TIGF à la consultation publique de la CRE sur l'évolution des places de marché de gaz en France

Le réseau de TIGF est situé au carrefour entre la péninsule ibérique et le reste du marché européen. Faciliter la fluidité des mouvements de gaz en France, comme entre la France et l'Espagne, est un des objectifs définis par l'Union Européenne, qu'elle partage pleinement avec la CRE. C'est dans ce cadre élargi que se situent les réponses de TIGF aux questions que pose la CRE dans sa consultation sur l'évolution des places de marché de gaz en France.

Dans ce contexte, TIGF rappelle également que l'Espagne et le Portugal sont engagés, au travers d'une coopération entre les gestionnaires de réseaux, leurs régulateurs et leurs autorités nationales dans un processus devant aboutir rapidement à la création d'un hub ibérique. Ainsi la péninsule ibérique représentera un marché de plus de 40 Gm3.

Par ailleurs, TIGF et ENAGAS, qui ont développé les capacités transfrontalières dans le cadre des Open Season 2013-2015, souhaitent poursuivre leur collaboration par la mise en place d'un couplage de marchés entre la France et l'Espagne et ainsi contribuer activement au développement des rapprochements transfrontaliers souhaités par la Commission Européenne.

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 ?

La consolidation des PEGs est effectivement un objectif souhaitable auquel TIGF adhère bien évidemment. Mais cette consolidation doit désormais être regardée dans une perspective européenne et non pas dans un cadre strictement national.

Par ailleurs, les fusions de zones ne sauraient être considérées comme une fin en soi et l'alpha et l'oméga de la liquidité des marchés. Pour que ces fusions (qui se justifient pleinement lorsqu'elles améliorent effectivement la liquidité du marché au bénéfice des consommateurs, et surtout si les coûts qu'elles engendrent sont compensés par les avantages qu'elles procurent) puissent être réalisées, un certain nombre de préalables doivent être réunis, en leur sein comme à leurs bornes. C'est dire qu'à lui seul, un effet d'affichage ne saurait suffire à les justifier.

Les évolutions de la structure des PEGs doivent tenir compte des contraintes de réseaux en veillant principalement à la levée des congestions tant au sein du réseau français que dans son articulation avec les réseaux européens frontaliers, et des avantages que les expéditeurs et les clients finals peuvent en retirer.

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 plate-forme commune de commercialisation des capacités annoncée en avril 2012 ?

TIGF s'étonne que les parties prenantes soient appelées à se prononcer sur le système d'information des GRT. TIGF bien évidemment adhère aux objectifs d'harmonisation des procédures qui s'inscrivent dans le développement des codes de réseaux européens. Mais les déclinaisons industrielles de ces orientations, notamment au travers des systèmes d'information, restent de la compétence exclusive de chaque GRT.

Quant à l'adhésion aux plateformes de commercialisation, il est clair que l'objectif de l'Union européenne consiste à favoriser à terme l'émergence d'une plateforme unique de commercialisation des capacités en Europe, objectif auquel adhère TIGF. Néanmoins, Le projet de plateforme annoncé en avril 2012 auquel fait référence la CRE ne rassemble que des GRT opérant dans le nord de l'Europe et, à ce titre, fait débat au sein de l'ENTSOG. Il est donc possible que se développent prochainement de nouvelles initiatives. Le sujet n'est pas aujourd'hui suffisamment mature pour que TIGF puisse en toute connaissance de cause arrêter une position dont il est rappelé qu'elle relève exclusivement de la compétence des gestionnaires de réseau comme cela a été récemment indiqué par l'ENTSOG.

Question 3 : Que pensez-vous des conclusions de l'étude KEMA ? Partagez-vous l'analyse de la CRE ?

Nous partageons l'avis des expéditeurs qui, au cours du deuxième atelier, ont exprimé leurs doutes sur les scénarios retenus, le niveau des congestions ainsi que les coûts qui sont indiqués dans l'étude KEMA et l'évaluation faite par GRTgaz.

Le niveau de congestion :

En avril 2006, à l'issue d'une étude de réseau conjointe, TIGF et GRTgaz ont signé un accord de développement du Corridor Ouest qui à terme permettait de développer 550 GWh/j en été dans le sens Nord-Sud. En 2010, ces capacités ont été révisées à 395 GWh/j par GRTgaz. D'après l'étude KEMA, la fusion des zones GRTgaz Nord GRTgaz Sud ne permettrait d'offrir au marché que 195 GWh/j en ferme. TIGF est très circonspect face à une telle variabilité des résultats et des analyses à l'interface qui le relie au réseau de GRTgaz et s'interroge sur la fluidité des développements réalisés, en cours et à venir.

TIGF restera très vigilant sur les impacts de la fusion sur les capacités fermes à son interface avec GRTgaz et demandera une étude précise avant toute restriction (transformation de capacité ferme en capacité interruptible), et ne validera les résultats que si ceux-ci garantissent l'accès à ses stockages.

Le coût de la congestion :

Comme indiqué par les expéditeurs, les conclusions de l'étude KEMA nous semblent optimisables et les coûts pourraient être significativement réduits.

Question 4 : Dans le contexte actuel, jugez-vous pertinent d'engager des investissements d'une telle ampleur au regard des bénéfices attendus ?

TIGF s'étonne qu'au gré des présentations lors des deux ateliers des 21 mars et 4 mai 2012, le montant des investissements ait pu évoluer de 1 300 millions d'euros (présentation CRE) à 1 800 millions d'euros (présentation de GRT Gaz). L'absence d'explication sur cette variation significative (près de 40%) du montant des investissements n'autorise pas TIGF à émettre un avis pertinent sur la question posée.

Au-delà de ces incertitudes, et dans la mesure où il existe des congestions à lever pour assurer la fluidité des mouvements de gaz, y compris dans les hypothèses maximalistes retenues par l'étude GRT Gaz-KEMA, il est normal que les investissements permettant de lever ces congestions soient effectivement mis en œuvre, et ceci dans les délais les plus courts possibles.

Au regard des bénéfices majeurs attendus par la fusion des zones GRTgaz Nord & Sud, TIGF juge pertinent de réaliser ces investissements, et ceci dans un délai le plus court possible.

Question 5 : Quel jugement portez-vous sur la solution proposée par GRTgaz associant investissements et mécanismes contractuels ?

Bien évidemment, TIGF, sans être pleinement en mesure d'en apprécier le montant sur la base des données fournies, est favorable à un scénario « full investissement », seul à même de lever les congestions qui affectent la fluidité nécessaire à l'existence d'un marché liquide.

Toutefois, si la solution mixte devait être retenue, TIGF appelle l'attention de la CRE sur les contraintes que cette solution peut engendrer à l'entrée de la zone TIGF, et notamment sur la transformation des capacités fermes en capacités interruptibles à l'interface GRT Gaz Sud – TIGF. Même si les capacités aujourd'hui proposées par TIGF sur une base ferme ne sont pas toutes souscrites, le développement prévisionnel du stockage de Lussagnet validé par les pouvoirs publics, suppose une augmentation des réservations de capacité de transport fermes en période d'injection, c'est-à-dire en été, soit au moment même où, selon l'étude GRT Gaz – KEMA, le risque de congestion est maximal dans le sens Nord-Sud. En conséquence, le scénario « mixte » fait peser un risque sur les utilisateurs des stockages de TIGF avec un impact sur la sécurité d'approvisionnement qu'il conviendrait de mesurer avant toute décision.

Question 6 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la création d'un PEG commun GRTgaz Sud –TIGF ?

TIGF rappelle que les expéditeurs, tout comme l'Union européenne, veulent améliorer la liquidité dans les zones d'équilibrage. Il est clair que ni la zone TIGF, ni la zone GRT Gaz Sud n'offrent chacune suffisamment de liquidité. Cette situation s'explique pour une large part par les congestions structurelles entre les zones Nord et sud de GRT Gaz. Vouloir fusionner les zones GRT Gaz Sud et TIGF n'améliorera en rien la liquidité de la nouvelle zone, comme le reconnaît la CRE dans la consultation lorsqu'elle écrit « *Toutefois, cette évolution apporterait moins de bénéfices que la création d'une place de marché unique GRT Gaz et ne permettrait pas, pour les consommateurs finals, la convergence des conditions de marché entre le nord et le sud du territoire* »

Par ailleurs, la CRE se fonde, pour affirmer l'absence de congestions structurelles entre les zones GRT Gaz Sud et TIGF, sur l'étude menée en 2010 par TIGF et GRT Gaz. Or cette étude n'a pas été actualisée pour tenir compte notamment des développements des réseaux français. N'ont pas été intégrés ERIDAN, l'artère de l'Adour, l'Arc de Dierrey...Il aurait fallu, comme l'avait demandé TIGF, que cette étude soit poursuivie. En l'absence de réactualisation de cette étude, avec les mêmes hypothèses que celles retenues par l'étude GRT Gaz-KEMA, rien ne vient démontrer l'absence de congestion à l'interface TIGF – GRTGaz Sud.

Enfin, la CRE reconnaît que la mise en place d'un PEG commun GRT Gaz Sud – TIGF implique que les questions de gouvernance soient traitées. Non seulement TIGF ne souscrit pas au principe de la création d'un PEG commun TIGF/ GRT Gaz Sud, mais en outre, elle souligne que les échéances proposées (avril 2015) seraient totalement irréalistes au regard de l'ampleur des sujets à traiter comme en témoignent les premiers retours d'expérience en Allemagne.

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 ?

Comme le rappelle la délibération de la CRE du 19 avril 2011, un mécanisme de couplage de marchés a pour objectifs :

- d'optimiser l'utilisation des capacités à l'interface des zones couplées en fonction des conditions de marché ;
- d'augmenter la liquidité aux deux Points d'Echange de Gaz (PEG) couplés en reliant partiellement les carnets d'ordre (i.e. l'ensemble des ordres d'achat et de vente) des deux PEG ;
- de renforcer la convergence des prix entre les PEG couplés quand elle est possible, ou, en cas de congestion, de faire émerger la valeur de marché de la capacité d'interconnexion.

Concrètement, ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « *spread* PEG A - PEG B » qui correspond à un échange (« *swap* ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre).

L'expérience acquise lors du couplage de marché entre GRT Gaz Nord et GRT Gaz Sud a montré que pour accroître la liquidité, il convenait de disposer de capacités suffisantes entre les deux zones. Dès lors, qu'il s'agisse de couplage de marché ou de fusion, les deux systèmes nécessitent une absence de congestions ou au minimum des congestions limitées.

TIGF a déjà proposé de développer dès à présent un couplage de marché entre le PEG TIGF et le PEG GRT Gaz Sud ; couplage qui s'appuierait sur le retour d'expérience acquis concernant le couplage des PEG Nord et Sud de GRT.

En concertation avec ENAGAS, TIGF confirme pouvoir également développer un couplage de marché entre le PEG TIGF et le PEG ibérique en cours de constitution.

TIGF souhaiterait que ces orientations recueillent l'assentiment de la CRE. En effet, la création d'un couplage de marché TIGF-ENAGAS va dans le sens des orientations fixées par l'Union européenne qui souhaite multiplier les initiatives transfrontalières. Ce couplage souhaité par TIGF et Enagas

initierait une « coopération renforcée » sur un marché de près de 45Gm³ qui dispose de plus de 3 sources d'approvisionnement et de capacités à l'interface transpyrénéenne de 225GWh/j (165 à Larrau et 60 à Biriattou).

Ainsi serait améliorée la sécurité d'approvisionnement tant de l'Espagne que de la France qui pourrait bénéficier de nouvelles sources d'approvisionnement, notamment en cas d'arrêt du terminal de Fos.

Concernant la coexistence éventuelle d'un prix nul en « day ahead » et d'un prix plus élevé pour les réservations de capacité long terme, TIGF souligne que ces deux produits ne répondent pas aux mêmes besoins : les expéditeurs ayant des engagements d'alimentation de clients finals ou de remplissage des stockages privilégient les réservations de capacité long terme alors que les opérations en « day ahead » se limitent à des opérations ponctuelles d'arbitrage court terme.

Question 8 : Partagez-vous l'analyse comparée de la CRE des différentes options envisageables ?

TIGF s'étonne que le tableau de synthèse sur la base duquel il est demandé aux acteurs de marché de s'exprimer ne reprend pas l'ensemble des scénarios proposés : ni le « statu quo » ni les différentes options de couplage de marché ne sont rappelées, comme si elles étaient écartées à-priori, avant même la fin de la procédure de consultation.

On peut par ailleurs s'interroger sur la pertinence de l'analyse qui, à titre d'exemple, dans l'hypothèse d'un PEG commun TIGF/GRT Gaz Sud considère :

- qu'il « favorise la concurrence en zone TIGF et la liquidité dans le sud »
- mais rappelle qu'il présente « un effet incertain sur la liquidité dans le sud »

Enfin, toujours dans le scénario d'un rapprochement des PEG TIGF et GRT Gaz Sud, TIGF renouvelle ses interrogations sur le faible coût de l'opération et la faisabilité du calendrier en raison des forts enjeux de gouvernance, qu'aucun élément objectif ne vient étayer.

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 ?

La CRE a dressé le constat que la liquidité du marché de gros restait limitée dans le sud de la France, ce qui limitait la concurrence et pénalisait par conséquent les consommateurs. Pour remédier à cet état de fait, la CRE envisage une consolidation des PEG par étape. L'objectif est d'aboutir en 2018 à la création d'une seule zone d'équilibrage par fusion de la zone Nord de GRT Gaz avec le sud de la France. Toujours d'après la CRE, une étape intermédiaire pourrait intervenir en 2015 en rapprochant le PEG TIGF avec le PEG GRT Gaz Sud.

ENAGAS et TIGF partagent le souci d'améliorer la liquidité du marché dans le sud de la France au bénéfice des consommateurs. Ils estiment toutefois que le rapprochement en 2015 de deux zones qui n'offrent pas suffisamment de liquidité du fait des congestions existantes entre le nord et le sud de la France n'améliorera pas la liquidité de la zone fusionnée.

En revanche, en s'appuyant en particulier sur l'expérience acquise par ENAGAS dans le couplage des marchés espagnol et portugais qui se met en place, et qui sera opérationnel au 1^{er} semestre 2013,

ENAGAS et TIGF souhaitent mettre en œuvre une coopération renforcée pour contribuer à l'émergence d'un rapprochement de marché du même type entre le PEG TIGF et le marché ibérique. Ainsi la zone TIGF qui représente 3 Gm3 sera regroupée avec les marchés espagnol (35Gm3) et portugais (5Gm3).

Ce rapprochement, qu'une fusion entre la zone TIGF et GRT Gaz sud pourrait entraver n'est, par contre, pas exclusif d'un rapprochement ultérieur de la zone TIGF avec les autres zones en France.

Cette coopération renforcée pourrait s'appuyer sur le couplage des capacités non souscrites à l'interface franco-espagnole qui se montent à 79 GWh/jour dans le sens Nord-sud et à 48 GWh/j dans le sens Sud-nord.

Ce mécanisme de couplage de marché transfrontalier constitue une réponse rapide au besoin de liquidité de la zone TIGF. Par ailleurs, il s'inscrit pleinement dans les objectifs poursuivis par l'Union européenne qui souhaite développer les échanges transfrontaliers pour réaliser un véritable marché intérieur du gaz naturel. TIGF et ENAGAS sont pleinement impliqués dans cette démarche et souhaitent y jouer un rôle moteur.

ENAGAS et TIGF souhaitent que les régulateurs concernés- la CRE et la CNE – soutiennent cette démarche innovante qui répond de manière efficace et relativement rapide aux aspirations des consommateurs finals.

Question 10 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les options cibles envisageables ? Laquelle des trois cibles a votre préférence ?

TIGF soutient l'option 3 de création d'un PEG GRT Gaz unique et d'un PEG TIGF associé au PEG espagnol, seule option à même de répondre aux attentes des expéditeurs avec un bénéfice optimum.

TIGF rappelle que le PEG espagnol est en cours de constitution et devrait être opérationnel prochainement comme l'a indiqué la CNE lors de la dernière réunion du South GRI. Par ailleurs, l'Espagne et le Portugal seront les premiers en Europe à mettre en place dès septembre 2012 des produits bundlés Espagne-Portugal avant même l'entrée en vigueur des CAM. TIGF souhaite développer une coopération renforcée avec ses homologues européens qui bâtissent le marché unique du gaz dans le cadre de l'initiative régionale Sud-ouest. On notera que les Espagnols et les Portugais sont eux-mêmes engagés dans un processus de coopération renforcée qui pourra servir d'exemple à une coopération transpyrénéenne.

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 ?

On ne saurait limiter les évolutions du marché français aux seules questions des PEGs et des couplages de marché. La mise en œuvre des codes de réseaux européens, des produits bundlés, des plateformes de réservation de capacités, de la réforme des règles d'équilibrage, de l'interopérabilité etc...participent par eux-mêmes à une évolution rapide de la structure du marché en Europe. Toutes ces réformes devraient être opérationnelles en 2014, ce qui impliquera des travaux d'adaptation importants chez les GRT.

TIGF réaffirme que ses priorités allant à la mise en place des codes de réseau européens, elle ne pourra pas répondre à une évolution structurelle du marché d'ici à 2015. TIGF regrette que la CRE n'ait pas conscience de l'ampleur des chantiers en cours et de la tâche à accomplir.

Question 12 : Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1^{er} 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 ?

TIGF n'est pas d'accord avec l'analyse de la CRE sur les évolutions possibles au 1^{er} avril 2015 (cf réponses précédentes).

TIGF rappelle que les opérations de fusion de zones en Allemagne se sont déroulées dans le cadre d'une loi laissant l'initiative aux GRT d'organiser leurs modèles de gouvernance. Ces opérations se sont déroulées dans la durée (6 ans).

Les prises de position de la CRE, y compris dans l'organisation des SI des GRT, ne s'inspirent donc pas de ce modèle et conduisent à douter de la réussite de cette démarche.

Question 13 : Avez-vous d'autres remarques à formuler ?

TIGF rappelle que l'impact social de ce projet d'évolution structurelle ne peut être ignoré. Il soulève d'ailleurs de nombreuses inquiétudes au sein des équipes de l'entreprise.

Les organisations syndicales, conscientes des risques directs et induits sur l'emploi local ont exprimé leurs vives inquiétudes auprès du Conseil d'Administration et leur vigilance sur les orientations futures données à cette initiative.