

Consultation publique

Le 21 juillet 2010

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

L'organisation de l'accès aux réseaux de transport de gaz a évolué significativement ces dernières années, ce qui a contribué à un meilleur fonctionnement du marché français du gaz.

Dans le domaine des infrastructures, des renforcements des réseaux de transport de gaz ont été réalisés ou lancés, permettant notamment la création d'une place de marché au nord de la France et le développement des capacités dans le sud-ouest. En outre, les gestionnaires de réseaux de transport français (GRT) sont classés parmi les meilleurs en Europe sur le plan de la transparence et de la non-discrimination. Enfin, l'engagement pris par GDF Suez de limiter, à partir de 2014, à 50 % sa part des capacités d'entrée à long terme en France constitue un signal favorable au développement de la concurrence.

Sur le marché de gros français, la liquidité s'est accrue fortement depuis deux ans. GRTgaz se procure désormais une partie de ses besoins d'équilibrage sur ce marché.

Sur le marché de détail, les plus gros consommateurs ont majoritairement quitté les tarifs de vente réglementés et ont bénéficié de prix du gaz attractifs. La mise en service annoncée de centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel devrait dynamiser le marché français.

Pour autant, la situation du marché français du gaz n'est pas complètement satisfaisante.

Plusieurs projets de développement des infrastructures gazières ont été récemment reportés ou revus à la baisse : terminaux de Dunkerque et Fos Tonkin, interconnexion avec la Belgique à Taisnières et interconnexion avec l'Espagne (projet MidCat).

La liquidité sur les points d'échanges de gaz français (PEG) croît à un rythme moins rapide que celui observé sur certains marchés voisins, allemands et hollandais notamment. Le marché français du gaz comprend encore trois places de marché pour le gaz H et une place de marché pour le gaz B, ce qui nuit à la liquidité du marché de gros. A ce jour, aucune perspective d'évolution n'a été donnée aux acteurs du marché quant à la future organisation du marché français aux horizons 2013 et 2015.

Enfin, la concurrence se développe lentement sur le marché de masse.

A la demande des principaux fournisseurs nouveaux entrants, la Concertation Gaz¹ a mené au premier semestre 2010 une réflexion approfondie sur les trois sujets suivants :

- la structure d'ensemble du marché et le nombre de PEG à l'horizon 2013 ;
- le système d'équilibrage à l'horizon 2013 ;
- les conditions d'accès aux réseaux de transport pour les centrales électriques.

La présente consultation publique a pour objet de recueillir l'avis des acteurs de marché sur les travaux de la Concertation Gaz, en vue de la prochaine proposition tarifaire de la CRE prévue en octobre 2010, qui portera sur le modèle de marché cible à l'horizon 2013 ainsi que sur les tarifs d'utilisation des réseaux de GRTgaz et TIGF applicables au 1^{er} avril 2011.

Les réponses à cette consultation sont attendues au plus tard pour le 6 septembre 2010.

¹ Instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz en France mise en place par la délibération de la CRE du 18 septembre 2008.

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE	3
1.1.	TRAVAUX DE LA CONCERTATION GAZ SUR L'ORGANISATION DU TRANSPORT DE GAZ EN FRANCE A MOYEN TERME.....	3
1.2.	EVOLUTION DES TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ AU 1 ^{ER} AVRIL 2011.....	3
2.	INFORMATION SUR LES ELEMENTS D'EVOLUTION DU NIVEAU DES TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ AU 1^{ER} AVRIL 2011	5
2.1.	EVOLUTION DU TARIF DE GRTGAZ	5
2.1.1.	CONTEXTE.....	5
2.1.2.	DEMANDE DE GRTGAZ.....	5
2.1.3.	TRAVAUX DE LA CRE.....	6
2.2.	NOUVEAU TARIF POUR TIGF.....	6
2.2.1.	CONTEXTE.....	6
2.2.2.	BILANS DES EXERCICES TARIFAIRES 2009 ET 2010.....	6
2.2.3.	DEMANDE DE TIGF POUR LA PERIODE 2011-2012.....	7
2.2.4.	TRAVAUX DE LA CRE.....	8
3.	EVOLUTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE	9
3.1.	EVOLUTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE DANS LE NORD DU TERRITOIRE	9
3.1.1.	STRUCTURE TARIFAIRE EN VIGUEUR POUR LE GAZ B	9
3.1.2.	TRAVAUX DE LA CONCERTATION GAZ.....	10
3.1.3.	ANALYSE DE LA CRE.....	10
3.2.	EVOLUTION DE LA STRUCTURE TARIFAIRE DANS LE SUD DU TERRITOIRE	11
3.2.1.	ETUDE DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ FRANÇAIS MENEES PAR GRTGAZ ET TIGF.....	11
3.2.2.	TRAVAUX DE LA CONCERTATION GAZ.....	11
3.2.3.	ANALYSE DE LA CRE.....	12
3.3.	AUTRES EVOLUTIONS ENVISAGEES.....	13
3.3.1.	TARIF A L'INTERFACE ENTRE LA ZONE GRTGAZ SUD ET LA ZONE TIGF	13
3.3.2.	PEREQUATION DES TARIFS AUX POINTS D'ENTREE TERRESTRES FRANÇAIS	13
3.3.3.	TARIFS ET REGLES TARIFAIRES APPLICABLES A L'INTERFACE AVEC LES STOCKAGES.....	13
3.3.4.	REGLES TARIFAIRES APPLICABLES A L'INTERFACE AVEC LES TERMINAUX METHANIERS	13
4.	CONDITIONS D'ACCES POUR LES CENTRALES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE A PARTIR DE GAZ NATUREL	14
4.1.	TRAVAUX MENES AU SEIN DE LA CONCERTATION GAZ	14
4.1.1.	CONTEXTE.....	14
4.1.2.	RESULTATS DE L'ETUDE DE GRTGAZ ET TIGF SUR LA CAPACITE DES INFRASTRUCTURES GAZIERES A REPONDRE AUX BESOINS DE FLEXIBILITE DU MARCHE	14
4.2.	PROPOSITION PAR GRTGAZ D'UN SERVICE DE FLEXIBILITE INFRA-JOURNALIERE POUR LES CONSOMMATEURS FORTEMENT MODULES RACCORDES A SON RESEAU DE TRANSPORT	16
4.3.	PROPOSITION PAR TIGF D'UN SERVICE DE FLEXIBILITE INFRA-JOURNALIERE POUR GRTGAZ ET POUR LES CENTRALES ELECTRIQUES RACCORDEES A SON RESEAU DE TRANSPORT	17
4.4.	ANALYSE DE LA CRE.....	18
4.4.1.	RETOUR D'EXPERIENCE SUR LE FONCTIONNEMENT DES CENTRALES ELECTRIQUES ACTUELLEMENT EN SERVICE	18
4.4.2.	ANALYSE DES COUTS PRESENTES PAR GRTGAZ.....	18
4.4.3.	STRUCTURE DU SERVICE DE FLEXIBILITE INFRA-JOURNALIERE.....	20
4.5.	SYNTHESE.....	21
5.	EVOLUTION DU SYSTEME D'EQUILIBRAGE SUR LES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ	22
5.1.	SYSTEME D'EQUILIBRAGE EN VIGUEUR SUR LE RESEAU DE GRTGAZ	22
5.1.1.	RECOURS AU MARCHE POUR COUVRIR UNE PARTIE DES BESOINS D'EQUILIBRAGE PHYSIQUE DU RESEAU.....	22
5.1.2.	REGLES D'EQUILIBRAGE POUR LES EXPEDITEURS.....	22
5.2.	SYSTEME D'EQUILIBRAGE EN VIGUEUR SUR LE RESEAU DE TRANSPORT DE TIGF	22
5.3.	TRAVAUX EN COURS AU NIVEAU EUROPEEN	22
5.4.	TRAVAUX DE LA CONCERTATION GAZ.....	23
5.5.	ANALYSE DE LA CRE.....	23

1. Contexte

1.1. Travaux de la Concertation Gaz sur l'organisation du transport de gaz en France à moyen terme

Annoncée par la CRE dès 2005, l'évolution de la structure contractuelle du réseau de transport de gaz français au 1^{er} janvier 2009 a été une étape majeure pour l'amélioration de l'accès aux réseaux et a contribué au développement de la liquidité et de la concurrence sur le marché français du gaz naturel. Elle a abouti à une organisation du réseau de transport français fondée sur :

- 3 zones d'équilibrage en série pour le gaz H : deux zones, Nord H et Sud, opérées par GRTgaz et une zone opérée par TIGF dans le sud-ouest ;
- 1 zone pour le gaz B, Nord B, opérée par GRTgaz.

Depuis, les acteurs de marché se sont exprimés à plusieurs reprises pour la poursuite de la simplification de l'organisation contractuelle du transport de gaz en France, à l'instar de la démarche en cours en Allemagne où 2 zones d'équilibrage sont annoncées à l'horizon 2013.

Depuis plus d'un an, la Concertation Gaz travaille en particulier sur les trois thèmes listés ci-dessous pour définir l'organisation cible du marché du gaz en France :

- l'évolution de la structure contractuelle des réseaux de transport de gaz naturel ;
- l'évolution des systèmes d'équilibrage ;
- la définition des règles applicables aux centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel.

Les propositions et les réflexions issues de ces travaux nécessiteront des décisions de la CRE et des ministres en charge de l'économie et de l'énergie, afin de permettre leurs mises en œuvre.

En outre, plusieurs projets d'infrastructures devraient faire prochainement l'objet d'une décision d'investissement pour une mise en œuvre à l'horizon 2013-2015 (en particulier, le développement des interconnexions avec l'Espagne et la Belgique et des terminaux méthaniers). Compte tenu des enjeux liés à ces nouvelles infrastructures, il est important de donner dès aujourd'hui de la visibilité sur la structure tarifaire des réseaux de transport de gaz à ces horizons.

Enfin, le 3^{ème} paquet législatif européen aura des répercussions sur les conditions d'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz. Sa déclinaison opérationnelle est en cours, en particulier à travers les orientations-cadres (*framework guidelines*) définies par l'association des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (EREG²) pour encadrer les codes de réseau qui devront être rédigés par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSO³). Des orientations ont d'ores et déjà été données sur des points essentiels tels que la commercialisation des capacités ou l'équilibrage des réseaux de transport de gaz.

1.2. Evolution des tarifs de transport de gaz au 1^{er} avril 2011

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, proposés par la CRE le 10 juillet 2008⁴, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008.

Les principales dispositions de cet arrêté sont les suivantes :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans ;
- pour GRTgaz, la période tarifaire est de quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. Le tarif de GRTgaz évolue au 1^{er} avril de

² ERGEG : European Regulators' Group for Electricity and Gas

³ ENTSOG : European Network of Transmission System Operators for Gas

⁴ <http://www.cre.fr/fr/content/download/7669/138788/file/080710PropositionTarifsATRT4.pdf>

chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacité, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie ;

- pour TIGF, le tarif est fixé pour une période de deux ans.

Conformément aux conditions prévues par l'arrêté du 6 octobre 2008, une nouvelle évolution annuelle du tarif de GRTgaz, ainsi qu'un nouveau tarif pour TIGF pour la période 2011-2012, doivent être proposés par la CRE aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2011.

2. Information sur les éléments d'évolution du niveau des tarifs de transport de gaz au 1^{er} avril 2011

Cette partie a pour objet d'informer les acteurs du marché sur les demandes de GRTgaz et TIGF relatives à l'évolution des tarifs de transport de gaz au 1^{er} avril 2011. L'ensemble de ces demandes est en cours d'analyse par la CRE.

2.1. Evolution du tarif de GRTgaz

2.1.1. Contexte

L'arrêté du 6 octobre 2008 définit la trajectoire du revenu autorisé de GRTgaz, hors impact du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), par :

- la trajectoire des charges de capital, calculée en fonction des prévisions d'investissements de GRTgaz :

	2009	2010	2011	2012
Charges de capital (M€)	756,1	800,8	861,9	890,4

- la trajectoire des charges d'exploitation nettes calculée :
 - pour 2009, à partir du niveau de charges retenu par la CRE :

	2009
Charges d'exploitation (OPEX) nettes (M€)	601,9

- pour chaque année de la période 2010 à 2012, hors variation significative du prix de l'énergie, à partir du niveau de charges de l'année précédente auquel est appliqué un coefficient correspondant à la somme de l'inflation (indice des prix à la consommation hors tabac calculé par l'INSEE) et d'un facteur égal à + 1,1 %.

Sur la base des hypothèses d'inflation retenues en juillet 2008, il était prévu que ces éléments se traduisent par une hausse du revenu autorisé de GRTgaz sur la période 2009-2012 de 4,6 % par an, en euros courants. Compte tenu des hypothèses de souscriptions faites simultanément sur cette même période, la hausse moyenne annuelle du tarif unitaire prévue était d'environ 2,8 % par an, en euros courants.

2.1.2. Demande de GRTgaz

Les prévisions de GRTgaz pour l'année 2011 concernant le poste énergie, l'inflation et le CRCP conduiraient à une hausse de son revenu autorisé en 2011 de 4,2 % par rapport à 2010.

Au-delà de la trajectoire prévue par l'arrêté du 6 octobre 2008, GRTgaz a formulé les demandes complémentaires suivantes :

- la couverture, via le CRCP, des coûts échoués constatés pour l'année 2009, soit 6 M€ liés pour l'essentiel au démantèlement de trois stations de compression, et pour l'année 2010, soit 6 M€ liés à des études sur le cœur de réseau pour des projets finalement abandonnés ;
- la couverture de 3,6 M€ au titre des coûts additionnels liés aux besoins de flexibilité infra-journalière des centrales électriques, correspondant à la franchise de 0,8 GWh/j de volume modulé proposée par GRTgaz (cf. paragraphe 4.2) ;
- la couverture des surcoûts liés au service de conversion « base » de gaz H en gaz B, pour un montant estimé à 7,4 M€ pour 2011 ;
- la prise en compte à 100 % dans le CRCP à partir du 1^{er} avril 2011 des revenus et des coûts liés à l'utilisation du service de conversion « base » de gaz H en gaz B par les expéditeurs, afin d'éviter que l'évolution des souscriptions n'engendre des pertes ou des gains indus pour GRTgaz.

Au total, avec la prise en compte de ces demandes, le revenu autorisé de GRTgaz en 2011 augmenterait de 5,2 % par rapport à 2010.

En M€	2010	2011
Charges de capital	800,8	861,9
Charges d'exploitation nettes	610,9	625*
CRCP	- 23,1	- 30,7
Révision du poste énergie	- 21,9	- 32,4
Demande liée aux coûts échoués		3,5
Coûts liés aux besoins de flexibilité infra-journalière		3,6
Surcoûts liés au service de conversion H vers B		7,4
Total revenu autorisé	1366,7	1438,3
Evolution du revenu autorisé		+5,2 %

*Hypothèse d'inflation 2010⁵ : +1,2 %

Compte tenu des hypothèses de souscriptions retenues par GRTgaz (en faible baisse par rapport à 2010), cette augmentation se traduirait par une hausse de 5,9 % du tarif de GRTgaz au 1^{er} avril 2011.

2.1.3. Travaux de la CRE

Les prévisions de GRTgaz concernant le poste énergie, les souscriptions de capacités et le CRCP sont en cours d'analyse. Il en est de même pour les demandes complémentaires de GRTgaz.

En outre, compte tenu de la capitalisation par GRTgaz de certaines charges qui avaient été classées en charges d'exploitation lors de l'établissement du tarif, un audit des règles comptables d'immobilisation de GRTgaz est en cours.

2.2. Nouveau tarif pour TIGF

2.2.1. Contexte

Compte tenu des incertitudes liées à la trajectoire des charges d'exploitation prévisionnelles de TIGF pour les années 2011 et 2012, le tarif d'acheminement sur le réseau de TIGF a été fixé pour une période limitée à deux ans, 2009 et 2010. Un nouveau tarif d'utilisation du réseau de transport de TIGF doit donc être élaboré pour la période 2011-2012, avec une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2011.

2.2.2. Bilans des exercices tarifaires 2009 et 2010

a) Bilan définitif de l'exercice tarifaire 2009

Les charges d'exploitation nettes hors énergie réalisées en 2009 s'élèvent à 54,8 M€, soit un écart de - 3,2 M€ par rapport à la prévision tarifaire de 58 M€.

Compte tenu d'une consommation d'énergie plus faible que prévue et de la baisse des prix du gaz par rapport à la prévision tarifaire, le poste énergie réalisé pour l'année 2009 s'élève à 1,8 M€, au lieu de 11 M€ dans la prévision tarifaire. Ce poste étant couvert à 80 % par le CRCP, 7,4 M€ seront restitués aux utilisateurs au titre de l'exercice 2009.

Les charges de capital réalisées en 2009 s'élèvent à 104,7 M€, soit un écart de -6,2 M€ par rapport à la prévision tarifaire. Cet écart sera intégralement repris au CRCP.

Enfin, les revenus liés aux souscriptions s'élèvent en 2009 à 180,6 M€, soit un montant supérieur de 2,2 M€ aux prévisions tarifaires. Pour ce poste, 0,7 M€ seront restitués aux utilisateurs via le CRCP.

⁵ Source : <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2010/01/pdf/tables.pdf>

b) Bilan provisoire de l'exercice tarifaire 2010

Les charges d'exploitation nettes hors énergie estimées par TIGF pour 2010 s'élèvent à 53,9 M€, soit un écart de + 9,6 M€ par rapport à la prévision tarifaire de 44,3 M€⁶.

Compte tenu d'une consommation d'énergie plus faible que prévue et de la baisse des prix du gaz par rapport à la prévision tarifaire, le poste énergie 2010 estimé par TIGF s'élève à 4,8 M€, soit un écart de -7,4 M€ par rapport à la prévision tarifaire. Ce poste étant couvert à 80 % par le CRCP, 5,9 M€ devraient être restitués aux utilisateurs au titre de l'exercice 2010.

Les charges de capital estimées pour 2010 s'élèvent à 122,1 M€, soit un écart de -12,3 M€ par rapport à la prévision tarifaire. Cet écart sera intégralement repris au CRCP.

Enfin, les revenus liés aux souscriptions s'élèveraient en 2010 à 180,8 M€, soit un montant quasiment identique aux prévisions tarifaires pour 2010. Néanmoins, compte tenu des écarts entre souscriptions sur le réseau principal et souscriptions sur le réseau régional, 1,4 M€ devraient être restitués à TIGF via le CRCP.

c) CRCP 2009-2010

Le CRCP estimé par TIGF pour la période 2009-2010 s'élève à 29,2 M€ (16,7 M€ constatés pour 2009 et 12,5 M€ estimés pour 2010), auxquels s'ajoutent 3,6 M€ liés à l'écart entre le CRCP définitif de l'année 2008 et la prévision retenue lors de la proposition tarifaire. Après actualisation de ces montants et prise en compte de l'annuité liée au CRCP 2007-2008, le montant du CRCP à restituer en 2011 et 2012 aux utilisateurs est estimé à 15,2 M€ par an.

2.2.3. Demande de TIGF pour la période 2011-2012

Les charges d'exploitation hors énergie prévues par TIGF sont en moyenne de 59,6 M€ par an pour la période 2011-2012. Ce montant est en hausse de 8,8 M€ par an par rapport au tarif 2009-2010. Cette hausse s'explique pour l'essentiel par une augmentation de la masse salariale de TIGF d'environ 11 % par an (augmentation des effectifs et des salaires).

En outre, TIGF demande la révision des règles de répartition comptable utilisées pour répartir les charges communes entre son activité transport et son activité stockage, pour traduire une augmentation plus importante de son activité transport. Cette demande conduirait à une hausse de 1,5 M€ par an des charges à couvrir par le tarif de transport en 2011-2012.

Les charges d'exploitation prévisionnelles de TIGF liées à l'énergie pour la période 2011-2012 sont en baisse de 7,1 M€ par an par rapport au tarif 2009-2010. Cette baisse s'explique par l'évolution du prix du gaz naturel ainsi que par la ré-estimation des besoins en gaz par le GRT.

Concernant les charges de capital, TIGF prévoit un montant pour 2011-2012 de 134,2 M€ par an en moyenne, soit une hausse de 11,5 M€ par an par rapport au tarif 2009-2010.

Au total, TIGF estime que pour la période 2011-2012 ses charges à couvrir évolueront à la hausse de 13,2 M€ par an en moyenne par rapport au tarif en vigueur, soit + 7,1 %.

En M€/an	Réalisé 2009 et estimé 2010	Tarif CRE 2009-2010	Demande TIGF 2011-2012
Charges de capital	113,4	122,7	134,2
Charges d'exploitation nettes	57,6	62,4	64,1
- Hors énergie	54,3	50,8	59,6
- Énergie	3,3	11,6	4,5
Total des charges à couvrir	171	185,1	198,3
Evolution		-	+7,1%

⁶ Les recettes de TIGF liées à l'accord inter-opérateur avec GRTgaz augmentent de 12,6 M€ en 2010 par rapport à 2009

Après prise en compte du CRCP, la hausse du revenu autorisé 2011-2012 de TIGF serait de 3,5 M€ par an en moyenne, soit + 1,9 %.

En M€/an	Tarif CRE 2009-2010	Demande TIGF 2011-2012
Total des charges à couvrir	185,1	198,3
CRCP	- 5,5	- 15,2
Charges à couvrir après CRCP	179,6	183,1
Evolution	-	+1,9%

Les hypothèses de souscriptions fournies par TIGF pour la période 2011-2012 sont en légère augmentation.

Compte tenu de l'ensemble des éléments fournis, la demande de TIGF pour la période 2011-2012 conduirait à un tarif stable en moyenne au 1^{er} avril 2011.

2.2.4. Travaux de la CRE

L'ensemble des demandes présentées par TIGF est en cours d'analyse.

En outre, compte tenu de la hausse des coûts du projet de développement de l'artère de Guyenne, un audit des coûts de ce projet est en cours.

3. Evolution de la structure tarifaire

La création de places de marché du gaz liquides et profondes est un mouvement général en Europe, qui contribue à la sécurité d'approvisionnement et permet le renforcement de la concurrence au bénéfice des consommateurs. A l'exception de l'Allemagne et de la France, les principaux pays d'Europe de l'ouest présentent une place de marché unique pour le gaz naturel. En outre, depuis le 1^{er} juillet 2009, l'opérateur du réseau de transport hollandais GTS a regroupé la gestion contractuelle des deux qualités de gaz B et H (bas pouvoir calorifique et haut pouvoir calorifique) sur son réseau et le gouvernement allemand vient d'annoncer le passage de six à deux zones de marché à l'horizon 2013.

La France a suivi la même tendance que le reste de l'Europe, en passant de huit zones d'équilibrage en 2003 à quatre en 2009, dont trois pour le gaz H. La création de la grande zone Nord, en janvier 2009, par regroupement des anciennes zones Est, Nord et Ouest est un succès, qui a contribué au développement de la liquidité sur le PEG Nord H et de la concurrence entre sources d'approvisionnement et entre fournisseurs, au bénéfice des consommateurs. Ainsi, les grands sites industriels qui sont très majoritairement en offres de marché (au 31 mars 2010, 93 % de la consommation sur les réseaux de transport est en offre de marché⁷) ont pu bénéficier de conditions commerciales compétitives.

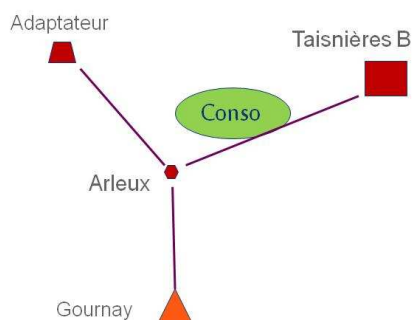
Les réflexions pour poursuivre cette dynamique sur le marché français sont menées par le groupe de travail de la Concertation Gaz relatif à l'évolution de la structure contractuelle des réseaux de transport de gaz. Deux thèmes ont été étudiés au 1^{er} semestre 2010 :

- l'accès à la zone Nord B de GRTgaz ;
- l'accès au sud de la France.

Des travaux sont prévus au second semestre 2010 sur l'opportunité d'une fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et sur l'évolution vers une place de marché en France à l'horizon 2015.

3.1. Evolution de la structure tarifaire dans le nord du territoire

3.1.1. Structure tarifaire en vigueur pour le gaz B



Le réseau de gaz B est un réseau non maillé, avec un nœud central à Arleux. Ce réseau permet d'alimenter une zone de consommation de 47,4 TWh en 2009, dont la plus grande concentration est située au niveau de Lille. Les besoins de la zone ne peuvent être couverts que par des flux provenant du point d'entrée Taisnières B et du stockage de Gournay opéré par Storengy. Les sources de gaz B en amont de la France sont limitées et ne sont pas facilement accessibles à tous les fournisseurs. En outre, un adaptateur, situé à Loon Plage, permet à GRTgaz de produire physiquement du gaz B à partir de gaz H, en faible quantité et de manière interruptible.

Pour faciliter l'accès au gaz B à l'ensemble des fournisseurs actifs en France, le tarif d'accès au réseau de transport de GRTgaz comprend deux services de conversion de gaz H en gaz B :

- un service « base » ferme, accessible aux expéditeurs détenant moins de 15 % des capacités d'entrée à Taisnières B et disposant de gaz H en zone Nord, dans la limite de leurs besoins pour alimenter des clients finals en gaz B ;
- un service « pointe » interruptible, accessible à tous les expéditeurs disposant de gaz H en zone Nord. Le prix de ce service correspond aux coûts de l'adaptateur.

Le service « base » offert par GRTgaz est assuré grâce à un contrat de *swap* de gaz H en gaz B souscrit auprès de GDF Suez qui dispose d'un contrat d'approvisionnement à long terme en gaz B. Le coût de cette prestation de *swap* est refacturé à 50 % aux expéditeurs actifs en zone Nord B à travers le service de conversion « base », le restant étant mutualisé dans le tarif d'accès au réseau de GRTgaz.

⁷ Source : Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, CRE

Par ailleurs, les règles d'équilibrage permettent aux expéditeurs utilisant le service « base » de conversion de gaz H en gaz B de mutualiser a posteriori leurs déséquilibres entre les périmètres Nord H et Nord B, dans la limite des capacités de conversion qu'ils ont souscrites. Ainsi, pour ces expéditeurs, l'équilibrage est optimisé à une maille globale regroupant les périmètres Nord H et Nord B.

Ces dispositions ont permis à la concurrence de se développer normalement en zone Nord B. En effet, la part de marché des fournisseurs nouveaux entrants sur la zone Nord B (18,3 % au 31 mars 2010⁸) est comparable à celle de la zone Nord H (21,1 % au 31 mars 2010).

3.1.2. Travaux de la Concertation Gaz

Une large majorité d'acteurs du marché demande la fusion des zones Nord B et Nord H, afin :

- de simplifier l'accès au réseau pour les expéditeurs (suppression de la souscription et de la gestion des nominations, équilibrage unique, etc.) ;
- d'améliorer l'attractivité de la zone Nord (accès à une zone de consommation plus importante, concentration de la liquidité du marché de gros, etc.).

Les analyses préliminaires menées par GRTgaz montrent qu'une fusion des zones Nord H et Nord B pourrait être réalisable. Elle implique la mutualisation totale des coûts de mise à disposition du gaz B par GRTgaz. En outre, au vu des impacts que cette fusion aurait sur son système d'information, GRTgaz estime qu'elle ne pourra être mise en place qu'à partir d'avril 2013.

Compte tenu du niveau de la consommation de pointe (environ 425 GWh/j constatés pour la période 2008-2009), le bilan en gaz B en hiver ne peut être assuré que par une arrivée de gaz B à Taisnières B combinée à un soutirage de gaz B au niveau du stockage de Gournay. Dans ces conditions, la fusion des zones Nord H et Nord B nécessiterait un bon niveau de coordination entre GRTgaz et Storengy.

A court terme, GRTgaz estime possible que le terme tarifaire pour le service de conversion « base » de gaz H en gaz B soit fixé à 0 dès le 1^{er} avril 2011. Cette évolution pourrait s'accompagner d'une suppression des souscriptions, sous réserve de sa faisabilité pour le système d'information. Elle conduirait au maintien des nominations liées à ce service et de deux périmètres d'équilibrage distincts, avec la mutualisation des déséquilibres a posteriori. GRTgaz indique qu'il pourrait être nécessaire de mettre en place une règle opérationnelle pour gérer la suppression des souscriptions. Le coût du contrat de swap avec GDF Suez devrait être mutualisé en totalité dans le tarif de GRTgaz.

3.1.3. Analyse de la CRE

Pour le bénéfice des consommateurs finals de gaz français et afin de renforcer la compétitivité et l'attractivité du marché français, la CRE considère qu'il est important de poursuivre la simplification de la structure contractuelle d'accès aux réseaux de transport.

Par ailleurs, dans le cadre des engagements vis-à-vis de la Commission européenne le 7 décembre 2009, GDF Suez doit « *continuer le service de swap de Gaz H en Gaz B fourni à GRTgaz dans des conditions financières sensiblement identiques aux conditions en vigueur à la Date d'effet, pour que celui-ci puisse pérenniser le service régulé de conversion de Gaz H en Gaz B* ». La pérennisation du service de swap permet d'envisager la fusion des zones Nord H et Nord B.

La CRE envisage de proposer aux ministres en charge de l'économie et de l'énergie une fusion des zones Nord H et Nord B au 1^{er} avril 2013, qui se traduirait pour les expéditeurs par :

- l'intégration des zones Nord H et Nord B au sein d'un même périmètre d'équilibrage ;
- la disparition du service de conversion de gaz H en gaz B ;
- la disparition du PEG Nord B, tous les échanges étant concentrés sur un PEG Nord unique.

Afin de préparer cette fusion, la CRE envisage de proposer aux ministres une mise à zéro du terme tarifaire du service de conversion « base » de gaz H en gaz B au 1^{er} avril 2011. Compte tenu du système de mutualisation des déséquilibres a posteriori entre les zones Nord H et Nord B, cette évolution devra s'accompagner d'un alignement des règles d'équilibrage de la zone Nord B sur celles de la zone Nord H (taille du talon, prix d'équilibrage, etc.).

⁸ Source : Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz, CRE

Cette mutualisation conduirait à reporter sur l'ensemble des termes tarifaires de GRTgaz un montant d'environ 10,8 M€⁹ par an, soit une hausse moyenne d'environ 0,8 %.

Dans le cadre de la Concertation Gaz, GRTgaz et Storengy devront associer les acteurs de marché à leurs réflexions pour définir les règles opérationnelles et contractuelles permettant d'assurer à tout moment l'équilibre physique du réseau de gaz B.

Questions :

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

3.2. Evolution de la structure tarifaire dans le sud du territoire

3.2.1. Etude des réseaux de transport de gaz français menée par GRTgaz et TIGF

Depuis le 1^{er} janvier 2009, il existe trois places de marché pour le gaz H en France. Dès la fin de l'année 2008, les principaux fournisseurs nouveaux entrants ont demandé de poursuivre la simplification de l'organisation du marché du gaz en France en prônant « *la fusion au plus tôt des zones d'équilibrage Nord et Sud* ». La Concertation Gaz a lancé au début de l'année 2009 une réflexion sur ce sujet, qui a débouché sur un rapport remis à la CRE en avril 2009.

Dans sa délibération du 2 juillet 2009 faisant suite à une consultation publique, la CRE, considérant que la fusion des zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud était prématurée et ne pourrait pas intervenir avant 2015, a préconisé la création dès le 1^{er} avril 2011 d'une place de marché unique au sud de la France, par la mise à zéro du terme tarifaire de liaison entre les zones TIGF et GRTgaz Sud, avec le maintien de deux zones d'équilibrage.

Les services du ministre chargé de l'énergie, tout en indiquant qu'ils étaient favorables sur le principe aux orientations de la CRE, ont demandé aux transporteurs de mener conjointement, avant mi-2010, une étude des congestions sur le réseau français, de façon à vérifier que la mise en œuvre des orientations de la CRE ne causerait pas de problème pour la gestion des réseaux.

Cette étude, réalisée sous le contrôle d'un Comité de pilotage constitué de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), de la CRE, des deux transporteurs (GRTgaz et TIGF) et de Storengy, est achevée¹⁰. Son rapport final, disponible en annexe de la présente consultation publique, a été présenté lors du Comité de pilotage du 10 juin 2010. Ses principales conclusions sont les suivantes :

- le modèle commun du réseau de transport français développé par les deux transporteurs permet une meilleure prise en compte des interactions entre les deux réseaux et conduit ainsi au relâchement de certaines contraintes dès 2010 (par exemple, le flux « minimum Obergailbach ») ;
- il n'existe pas de congestion structurelle à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF à l'horizon 2013, mais seulement un nombre restreint de scénarios dont l'occurrence serait faible, pour lesquels les flux physiques pourraient être contraints ;
- une règle opérationnelle est proposée par GRTgaz afin de répondre à cette problématique.

Les positions des deux transporteurs sur cette étude sont détaillées dans le rapport joint en annexe.

3.2.2. Travaux de la Concertation Gaz

Les résultats de l'étude des réseaux menée par GRTgaz et TIGF ont été présentés en Concertation Gaz les 12 mai et 15 juin 2010¹¹.

⁹ Ce montant viendrait se substituer aux 7,4 M€ demandés par GRTgaz

¹⁰ Etude finalisée pour les horizons 2009, 2011 et 2013, sur la base des investissements connus en 2009

¹¹ Les comptes rendus des réunions du 12 mai et du 15 juin 2010 sont disponibles sur le site www.concertationgaz.com

La règle opérationnelle proposée par GRTgaz prévoit le maintien des nominations des expéditeurs à l'interface entre les deux réseaux, avec un écrêtement des nominations des expéditeurs si la somme de ces nominations est supérieure à la capacité opérationnelle physique disponible en ce point.

Lors de ces réunions, TIGF a indiqué qu'il « *est opposé à la suppression des souscriptions de capacité à l'interface entre le réseau de TIGF et celui de GRTgaz car :*

- *l'intérêt pour le marché n'est pas prouvé, l'allègement de la contrainte de souscription étant remplacé par un renforcement des contraintes sur les allocations de flux de gaz, ainsi qu'une perte de visibilité sur ces allocations ;*
- *TIGF estime que cette mesure est un premier pas vers une fusion contrainte des zones d'équilibrage, fragilisant l'entreprise par une perte de son autonomie. ».*

Dans le cadre de la Concertation Gaz, les acteurs de marché ont estimé que les scénarios de flux contraints identifiés étaient extrêmes et avaient une très faible probabilité d'occurrence. Ils ont considéré que cette étude ne pouvait pas aboutir à un statu quo sur l'organisation du marché français et ont demandé quasi-unaniment la création d'une place de marché unique au sud de la France au plus tard en avril 2013, date d'arrivée du gaz espagnol. Selon eux, une telle évolution est nécessaire pour augmenter la liquidité du marché de gros dans le sud de la France, condition indispensable pour que les clients finals bénéficient d'offres compétitives et pour optimiser l'approvisionnement en gaz des centrales électriques dans le sud.

Par ailleurs, ils ont estimé que l'existence de deux transporteurs ne devait pas constituer un frein à cette évolution, dans la mesure où « *le marché français est en concurrence avec les autres marchés européens notamment l'Allemagne [et] ces marchés deviennent plus attractifs que le marché français car ils s'orientent vers de plus grandes zones d'équilibrage donc une liquidité croissante* »¹². Ils ont donc demandé aux GRT français de prendre exemple sur l'Allemagne, où la réduction du nombre de places de marché a été réalisée par la création de structures communes aux différents transporteurs concernés, ou de l'Espagne, où un gestionnaire unique est en charge de la coordination de l'ensemble du système.

Enfin, certains d'entre eux ont considéré que la règle opérationnelle proposée par GRTgaz ne pouvait être utilisée qu'en phase de transition vers la création d'une place de marché unique ; ils ont demandé que cette règle ne soit appliquée que de manière exceptionnelle (dans les scénarios de flux contraints identifiés dans l'étude) et ne soit pas généralisée aux périodes de travaux.

3.2.3. Analyse de la CRE

La CRE considère que les conditions techniques sont réunies pour mettre en œuvre les orientations énoncées dans sa délibération du 2 juillet 2009. Compte tenu des délais de mise en œuvre, cette évolution ne pourrait intervenir qu'en avril 2013. Il est nécessaire pour cela qu'une décision soit prise avant la fin de l'année 2010.

Toutefois, la CRE constate qu'un des transporteurs est opposé à toute évolution en ce sens.

Le rapport final de l'étude a été remis aux services du ministre chargé de l'énergie qui, à ce jour, n'ont pas fait connaître les conclusions qu'ils en tirent.

Les réponses à la consultation publique seront prises en compte par la CRE pour élaborer sa proposition tarifaire.

Question :

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

¹² Source : CR du GT structure du 15 juin 2010, voir www.concertationgaz.com

3.3. Autres évolutions envisagées

3.3.1. Tarif à l'interface entre la zone GRTgaz Sud et la zone TIGF

L'étude menée conjointement par GRTgaz et TIGF a conclu à l'absence de congestion structurelle à l'interface entre ces deux réseaux à l'horizon 2013. Si la création d'une place de marché unique dans le sud du territoire au 1^{er} avril 2013 est retenue, la CRE envisage de réduire le terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud dès le 1^{er} avril 2011, afin de préparer cette évolution. La diminution du tarif à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz Sud s'accompagnerait, toutes choses égales par ailleurs :

- d'une hausse équivalente du terme de sortie vers l'Espagne sur le réseau de TIGF, afin que le tarif du transport de gaz depuis le Nord de la France jusqu'en Espagne continue à refléter les coûts ;
- d'une augmentation des autres termes tarifaires sur les réseaux de TIGF et GRTgaz, afin de permettre la couverture du revenu autorisé de chaque transporteur.

3.3.2. Péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français

TIGF souhaite que, comme au 1^{er} janvier 2009, le terme tarifaire des capacités d'entrée à Bariatou et Larrau soit fixé au même niveau que celui des capacités aux points d'entrée terrestres du réseau de GRTgaz.

La CRE envisage de maintenir au 1^{er} avril 2011 le principe de péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français.

3.3.3. Tarifs et règles tarifaires applicables à l'interface avec les stockages

Les développements de capacités de stockage entraînent des coûts de développement des réseaux de transport. Par ailleurs, de nouvelles offres, qui modifient les conditions standards d'utilisation des stockages, apparaissent, telles que l'offre « multicyclage » de Storengy.

Des analyses sont en cours sur l'impact du développement des capacités de stockage et de la diversification des offres de stockage sur les réseaux de transport de gaz.

En fonction des résultats de ces analyses, la CRE pourrait proposer une hausse du terme tarifaire aux points d'interface transport stockage (PITS) sur le réseau de GRTgaz dès avril 2011.

3.3.4. Règles tarifaires applicables à l'interface avec les terminaux méthaniers

La CRE envisage de compléter les règles tarifaires applicables à l'interface entre les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniers.

Pour tout projet de développement des capacités d'entrée sur les réseaux de transport à partir d'un terminal méthanier, l'opérateur du terminal devrait compenser financièrement le GRT si l'intégralité des capacités d'entrée développées à sa demande n'était pas souscrite par les expéditeurs utilisant le terminal méthanier.

L'objectif de cette évolution est de s'assurer que l'ensemble des utilisateurs du réseau ne supportera pas, via les tarifs de transport, les coûts de développement des capacités créées spécifiquement pour les besoins des utilisateurs d'une infrastructure particulière.

Questions :

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 dans le sud au 1^{er} avril 2013 est retenue ?
5. Etes-vous favorables aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?

4. Conditions d'accès pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel

4.1. Travaux menés au sein de la Concertation Gaz

4.1.1. Contexte

De nombreux projets de centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel ont fait l'objet d'un contrat de raccordement auprès de GRTgaz, pour des mises en service prévues entre 2009 et 2015.

Ces centrales de production d'électricité ont un rôle important pour le bon fonctionnement du système électrique, dans la mesure où elles contribuent à l'ajustement de l'offre à la demande (en semi-base et pointe) et à la réduction des émissions de CO₂ du parc de production. Ces centrales sont également un facteur de dynamisme du marché gazier. Cependant, compte tenu de leur niveau de consommation de gaz et de leur besoin de flexibilité en cours de journée, des contraintes sur le fonctionnement des réseaux de transport de gaz ont été identifiées par les GRT.

Dans sa délibération du 30 avril 2009 faisant suite à une consultation publique, la CRE a :

- confirmé le maintien d'un équilibre journalier sur les réseaux de transport de gaz en France ;
- demandé à GRTgaz et TIGF de réaliser une étude technico-économique sur la capacité de l'ensemble des infrastructures gazières à répondre aux besoins de flexibilité infra-journalière des centrales de production d'électricité prévues ;
- demandé à la Concertation Gaz de lui proposer, si nécessaire, de nouvelles règles d'acheminement et d'équilibre, ainsi que les modalités de déclaration la veille pour le lendemain et de redéclarations éventuelles en cours de journée du programme horaire de consommation de gaz des centrales de production d'électricité.

Les résultats de l'étude demandée par la CRE ont été communiqués dans le cadre de la Concertation Gaz en mars 2010. Le rapport de GRTgaz et TIGF est disponible en annexe de la présente consultation.

4.1.2. Résultats de l'étude de GRTgaz et TIGF sur la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins de flexibilité du marché

L'étude menée par les GRT portait sur les besoins de flexibilité connus la veille pour le lendemain. En effet, la connaissance des besoins la veille pour le lendemain, parce qu'elle permet d'anticiper la sollicitation des sources de flexibilité et de préparer le réseau, autorise le recours à des sources de flexibilité potentiellement éloignées de l'endroit où se manifeste le besoin et par suite une mutualisation des sources de flexibilité. Cette étude s'est limitée au réseau de gaz H dans la mesure où aucun projet de centrale n'existe sur le réseau de gaz B.

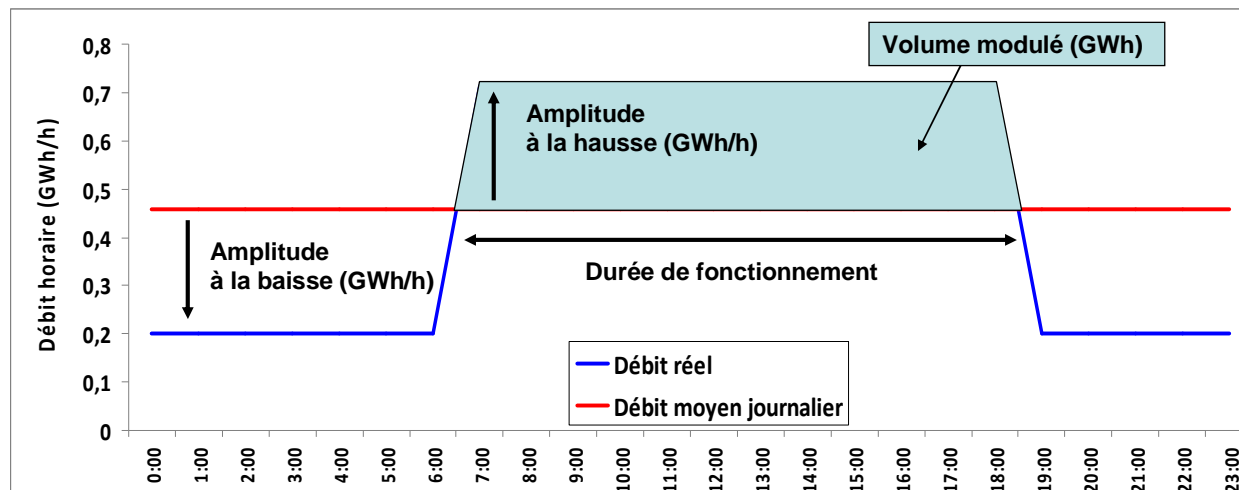
a) Spécificités de la consommation des centrales électriques

En France, dans le contexte actuel et prévisible des marchés du gaz et de l'électricité, l'optimum économique pour l'exploitation des centrales électriques au gaz consiste en un fonctionnement en semi-base pour une centrale à cycle combiné à gaz (CCCG), soit 2 000 à 5 000 heures par an, et en pointe pour une turbine à combustion (TAC) à gaz, soit moins de 2 000 heures par an.

Les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel auront fréquemment un profil de fonctionnement au sein de la journée correspondant aux variations de la demande en électricité (creux la nuit et montée en puissance à la pointe le matin). En outre, la durée de fonctionnement de ces installations sera corrélée à l'écart entre le prix de l'électricité d'une part et les prix du gaz et du CO₂ d'autre part, le « *clean spark spread* », qui n'est connu par le producteur d'électricité de façon définitive que la veille pour le lendemain.

La consommation d'une centrale électrique se caractérise donc par une forte demande de flexibilité infra-journalière, définie par les deux éléments suivants :

- un écart entre le débit horaire constaté et le débit horaire moyen sur la journée (amplitude de débit à la hausse et à la baisse) ;
- une modulation au sein de la journée, correspondant pour le GRT à un volume de gaz à transporter, stocker et déstocker en fonction de la durée de fonctionnement¹³ sur la journée.



b) Besoins de flexibilité infra-journalière du marché actuel et des centrales électriques

L'étude montre que les consommations actuelles¹⁴ (hors centrales de production d'électricité) fluctuent au cours de la journée en fonction de la température et de l'heure. Le profil de consommation journalier présente un débit horaire inférieur de l'ordre de 11 % au débit moyen journalier durant la nuit et supérieur de 13 % au débit moyen journalier durant la journée.

La flexibilité infra-journalière requise par les consommations actuelles sur le réseau de GRTgaz est couverte, en hiver en moyenne à 85 % par le stock en conduite et à 15 % par l'appel aux stockages de Storengy. En été, le stock en conduite de GRTgaz suffit pour satisfaire les besoins de modulation de ces consommations.

Compte tenu des perspectives d'évolution des consommations, les besoins de flexibilité infra-journalière du marché conventionnel évoluent très peu sur la période jusqu'en 2015.

Cette étude confirme également la forte demande de flexibilité infra-journalière des centrales électriques.

	2010	2011	2012	2013	2015
Volume modulé requis par le marché conventionnel	13 TWh / an				
Volume modulé requis par les centrales électriques	5 TWh	11 TWh	14 TWh	18 TWh	21 TWh
Nombre de tranches de 440 MWe	6	9	12	15	18

Le volume modulé requis par les centrales électriques est calculé sur la base des hypothèses de fonctionnement communiquées par les producteurs d'électricité à GRTgaz dans le cadre de cette étude, soit en moyenne un fonctionnement des centrales de 16h par jour, durant 310 jours.

¹³ Durée de sollicitation d'un débit horaire de consommation de la centrale supérieur au débit horaire moyen sur la journée.

¹⁴ Sur les zones H de GRTgaz et sur la zone de TIGF

c) Conclusions de l'étude

- Sur le réseau de GRTgaz, l'étude montre que les infrastructures en service ou dont le développement est décidé permettraient de satisfaire la plupart du temps le besoin de flexibilité infra-journalière du marché jusqu'en 2013. Cet équilibre sera assuré par un recours accru au stock en conduite en été et par l'accroissement de la sollicitation des autres infrastructures (terminaux, stockages et TIGF), en particulier en hiver.

En revanche, en 2015, la fréquence de couverture du besoin total de flexibilité infra-journalière pourrait être réduite à 80 % en moyenne sur l'année et à 60 % en octobre-novembre. Le développement de nouvelles infrastructures de transport, envisagé à l'horizon 2014, serait de nature à apporter la flexibilité infra-journalière supplémentaire nécessaire à la couverture des besoins des nouvelles centrales. Cependant, ces investissements ne sont pas décidés à ce jour.

Par ailleurs, compte tenu de la concentration des centrales électriques dans la zone de Fos, l'étude conclut qu'en l'absence d'émission significative de gaz à partir des terminaux méthaniers de Fos à court terme et du doublement de l'artère du Rhône à moyen terme, le transfert de flexibilité vers cette zone pourrait être limité.

- Sur le réseau de TIGF, la modulation requise par les consommations actuelles du réseau est couverte essentiellement par le recours au stockage.

Compte tenu de l'absence de projet de centrale électrique avant 2013 sur le réseau de TIGF, une capacité de transfert de flexibilité de la part de TIGF au profit de GRTgaz de 2010 à 2013 a été identifiée pour contribuer à la couverture du besoin de flexibilité infra-journalière lorsque celle-ci est déficitaire dans la zone de Fos.

TIGF considère que son réseau de transport permettra le fonctionnement du premier projet de centrale susceptible de s'implanter dans le sud-ouest au plus tôt en 2013 grâce à une contribution des stockages du sud-ouest. A partir de 2015, la couverture des besoins de deux centrales supplémentaires pourrait être assurée par les stockages en zone TIGF si les développements prévus à cet horizon sont validés (artères de Guyenne et de Gascogne, compression de Lussagnet).

4.2. Proposition par GRTgaz d'un service de flexibilité infra-journalière pour les consommateurs fortement modulés raccordés à son réseau de transport

L'étude montre que les besoins des centrales électriques sur le réseau de GRTgaz ne peuvent être couverts uniquement par le stock en conduite disponible sur son réseau de transport.

Dans ces conditions, GRTgaz propose de couvrir les besoins additionnels de flexibilité infra-journalière générés par les centrales électriques en faisant d'abord appel au stock en conduite disponible sur son réseau (en été notamment). Si le stock en conduite n'est pas suffisant, GRTgaz fera appel dans un second temps aux terminaux méthaniers et à TIGF essentiellement pour la zone de Fos, puis aux stockages souterrains pour le besoin résiduel.

GRTgaz a évalué le coût supplémentaire lié à la fourniture de flexibilité infra-journalière sur la base de ses coûts propres et des offres qui lui ont été faites par Storengy et Elengy.

	2011	2012	2013
Volume modulé supplémentaire	11 TWh	14 TWh	18 TWh
Coûts propres à GRTgaz (M€)	4	9	10
Coûts liés aux offres de Storengy et Elengy (M€)	11	14	20
TOTAL (M€)	15	23	30

GRTgaz considère que les coûts présentés ci-dessus ne sont pas couverts par le tarif d'utilisation de son réseau en vigueur. Il propose de couvrir ces coûts supplémentaires en offrant un service spécifique de flexibilité infra-journalière pour les sites fortement modulés. Ce service régulé serait obligatoire pour tous les sites présentant en moyenne sur l'année précédente un volume modulé journalier supérieur à

0,8 GWh. Pour les sites nouvellement raccordés, GRTgaz propose d'apprécier ce critère à partir d'un bilan trimestriel, sur la base duquel l'offre pourrait s'appliquer de manière rétroactive.

La fourniture de flexibilité infra-journalière par GRTgaz est fondée sur une déclaration d'un profil horaire de consommation du site la veille pour le lendemain, afin de permettre à GRTgaz de configurer son réseau et de solliciter, en cas de besoin, les sources externes de fourniture de flexibilité infra-journalière (Elengy, Storengy et TIGF). GRTgaz confirmerait à l'opérateur du site la veille pour le lendemain la faisabilité du programme horaire de fonctionnement déclaré et fournirait les conditions de modification du programme horaire de fonctionnement du site (notamment le délai de prévenance).

Pour toute modification envisagée de la consommation horaire du site inférieure de $\pm 10\%$ à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficierait d'une tolérance lui permettant de ne pas notifier à GRTgaz son nouveau profil horaire de consommation.

Les composantes de prix du service de flexibilité proposé par GRTgaz sont les suivantes :

- une part fixe applicable à chaque site de 600 000 € par an ;
- une part variable fonction du volume modulé et de l'amplitude de débit horaire du site sur la journée gazière :
 - 0,14 € / MWh de volume modulé dans la journée ;
 - 5 € / MWh/h d'amplitude de débit horaire maximum constatée dans la journée (écart entre le débit horaire minimum et le débit horaire maximum constaté dans la journée).

La facturation de ce service à l'opérateur du site serait réalisée sur la base de l'amplitude et du volume modulé constatés chaque jour au regard de la consommation horaire relevée du site.

Une franchise, correspondant à un volume modulé gratuit de 0,8 GWh par jour, serait appliquée afin de prendre en compte la flexibilité infra-journalière couverte par le tarif d'accès au réseau de transport de GRTgaz en vigueur. Le coût de cette franchise, estimé par GRTgaz à 3,6 M€ par an pour 10 centrales de 440 MWe serait mutualisé au sein du prochain tarif d'accès au réseau de GRTgaz.

Au total, le service proposé par GRTgaz conduirait, pour une centrale électrique (tranche de 440 MWe) fonctionnant en moyenne 16h par jour pendant 310 jours, à un coût proche de 1,7 M€ par an.

La proposition transmise à la CRE par GRTgaz est disponible en annexe de la présente consultation.

4.3. Proposition par TIGF d'un service de flexibilité infra-journalière pour GRTgaz et pour les centrales électriques raccordées à son réseau de transport

A la demande de GRTgaz, TIGF a étudié la flexibilité infra-journalière qui pourrait être mise à disposition de GRTgaz et la possibilité de transférer cette flexibilité jusqu'à Cruzy (interconnexion avec le réseau de GRTgaz). GRTgaz disposerait ainsi d'une source de flexibilité supplémentaire pour répondre aux besoins des centrales électriques implantées dans la zone de Fos.

Lors de la réunion de la Concertation Gaz du 30 juin 2010, TIGF a présenté sa proposition de service de flexibilité infra-journalière pour GRTgaz à partir de 2010 et pour les centrales électriques en projet sur son réseau à partir de 2013.

Le service de flexibilité proposé par TIGF à GRTgaz est interruptible et est valable jusqu'à la mise en service du projet de centrale prévu sur le réseau de TIGF en 2013.

Le service de flexibilité proposé par TIGF pour les centrales électriques qui se raccorderaient sur son réseau est ferme.

La proposition présentée par TIGF en Concertation Gaz est disponible en annexe de la présente consultation.

4.4. Analyse de la CRE

4.4.1. Retour d'expérience sur le fonctionnement des centrales électriques actuellement en service

Quatre centrales électriques sont actuellement en service (deux autres sont en essai). Leur profil de fonctionnement de janvier à juin 2010 a sollicité moins de flexibilité infra-journalière que les hypothèses retenues dans le cadre de l'étude.

Par ailleurs, la CRE note qu'un écart de 5 à 10 % en moyenne existe entre le programme horaire transmis par le producteur d'électricité à GRTgaz et la consommation réalisée.

Compte tenu de ce retour d'expérience et des travaux qu'il reste à mener sur le processus de redéclaration en infra-journalier, la CRE considère qu'il n'est pas nécessaire pour l'instant de recourir à des pénalités financières en cas de non respect du programme horaire déclaré à GRTgaz. Dans le cas où des écarts significatifs et durables seraient constatés entre les programmes horaires transmis à GRTgaz et les consommations réalisées, la CRE proposerait un mécanisme de pénalité.

4.4.2. Analyse des coûts présentés par GRTgaz

Au regard de l'ensemble des coûts présentés par GRTgaz (coûts internes et coûts externes liés aux offres de Storengy et d'Elengy), le coût supplémentaire moyen supporté par GRTgaz pour couvrir les besoins d'une centrale électrique de 440 MWe s'élèverait à environ 2 M€/an.

On constate que chacune des offres proposées par les opérateurs d'infrastructures gazières, si elle était souscrite directement par le producteur d'électricité, aboutirait à un coût équivalent à celui de l'offre de GRTgaz. L'intégration par le GRT de l'ensemble des sources de flexibilité disponibles au niveau du système gazier permet donc d'optimiser la fourniture de la flexibilité infra-journalière, tant en termes de disponibilité (géographique et temporelle) qu'en termes de coût pour la centrale. En outre, les offres à GRTgaz de Storengy, d'Elengy et de TIGF sont interruptibles, alors que la combinaison de ces offres devrait permettre à GRTgaz de proposer un service garanti la plupart du temps, en particulier pour le programme donné en J-1 par les centrales.

La CRE a demandé aux opérateurs d'infrastructures concernés de lui transmettre les éléments détaillés justifiant les coûts liés aux offres faites à GRTgaz. En l'état des analyses menées sur les éléments transmis par les opérateurs, il apparaît que ce montant ne peut être retenu en totalité.

a) Coûts de gestion et de transport de la flexibilité présentés par GRTgaz

GRTgaz a présenté à la CRE une justification des coûts fixes et variables qu'il supporterait pour la fourniture de la flexibilité infra-journalière des centrales électriques de 2010 à 2015.

La CRE considère qu'une partie de ces coûts n'est pas spécifiquement liée à la fourniture de flexibilité infra-journalière nécessaire aux besoins des centrales électriques mais relève de l'évolution normale des activités de GRTgaz : obligations des GRT prévues dans le cadre du 3^{ème} paquet législatif européen adopté en 2009, publication du niveau de tension du réseau, outils de pilotage du réseau, suivi du stock en conduite, etc.

Elle envisage de ne retenir dans le cadre du service de flexibilité de GRTgaz que les coûts supplémentaires strictement liés à l'arrivée des centrales électriques ou de tout autre site avec les mêmes besoins de flexibilité infra-journalière.

b) Coûts liés à l'offre de flexibilité infra-journalière de Storengy

Storengy n'a fourni à la CRE aucun élément de coût pour justifier le niveau ou la structure de son offre. La réglementation actuelle prévoit un accès prioritaire des GRT aux stockages souterrains, sans aucun encadrement des conditions économiques de cet accès. GRTgaz n'a pas non plus été en mesure de donner à la CRE des éléments explicatifs quant aux coûts de l'offre de Storengy, qu'il répercute directement dans son offre.

La CRE n'est donc pas en mesure de valider le niveau de l'offre que GRTgaz envisage de souscrire auprès de Storengy.

Toutefois, la flexibilité infra-journalière de la consommation d'un site de type centrale électrique se caractérise par une amplitude de débit à la hausse puis à la baisse dans une même journée par rapport à son débit horaire d'approvisionnement. Or, les stockages sont sollicités en soutirage en hiver et en injection en été. Seules les périodes d'intersaison peuvent présenter des sollicitations dans les deux sens.

La CRE considère qu'aucun coût ne doit être facturé par Storengy à GRTgaz lorsque la demande de GRTgaz a pour effet de réduire le niveau de sollicitation des stockages. En conséquence, elle envisage de retenir un coût de fourniture de flexibilité infra-journalière par Storengy différencié selon la saison et le sens de sollicitation du stockage.

c) Coûts liés à l'offre de flexibilité infra-journalière d'Elengy

L'accès prioritaire des GRT pour leurs besoins d'équilibrage aux terminaux méthaniers n'est pas prévu par la réglementation en vigueur. Pourtant, le rôle joué par les terminaux méthaniers dans la fourniture de flexibilité infra-journalière est important dans la mesure où un tiers du parc de centrales électriques est installé à proximité de ces infrastructures (à moins de 50 km). En outre, l'étude menée par GRTgaz et TIGF a conclu que l'accès des GRT à ces infrastructures est indispensable à la couverture des besoins de flexibilité infra-journalière dans la zone de Fos.

Elengy a répondu à la sollicitation de GRTgaz en proposant une offre de flexibilité infra-journalière reposant sur le terminal méthanier de Fos Tonkin et a fourni à la CRE des éléments détaillés pour justifier les coûts relatifs à cette offre.

La STMFC ne souhaite pas proposer une offre de flexibilité à GRTgaz tant que le terminal de Fos Cavaou n'est pas exploité à 100 % de sa capacité d'émission.

Elengy est en mesure d'assurer les besoins de flexibilité de deux sites fortement modulés dans la zone de Fos. Les coûts présentés par Elengy pour fournir à GRTgaz les besoins en flexibilité équivalents à deux centrales de 440 MWe, et répercutés par GRTgaz dans son offre, représentent sur la période 2011-2013 en moyenne 4,15 M€ par an et reposent sur :

- un investissement estimé à environ 2,5 M€, amorti sur 5 ans compte tenu des incertitudes sur le devenir du terminal de Fos Tonkin après 2014 ;
- des coûts opérationnels spécifiques à la fourniture de flexibilité infra-journalière ;
- une quote-part des charges couvertes par le tarif d'utilisation du terminal méthanier de Fos Tonkin, au titre de la mutualisation de certaines installations du terminal sans lesquelles la prestation de flexibilité infra-journalière ne serait pas réalisable. Elengy propose de reverser, via le CRCP, 80 % des recettes liées à son offre de flexibilité infra-journalière aux utilisateurs du terminal de Fos Tonkin, ce qui conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une baisse du tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin ;
- une prime de risque et de prestation de 20 % s'appliquant à l'ensemble des coûts hors investissements. Elle couvre les risques de dépassements des coûts opérationnels et de perte de capacités commercialisées aux expéditeurs du terminal, du fait de défaillances éventuelles provoquées par la sollicitation des installations liée à la fourniture de flexibilité infra-journalière.

La CRE considère que l'offre d'Elengy ne reflète pas les coûts engendrés par le service de flexibilité. La quote-part des charges existantes du terminal est fixée à un niveau trop élevé et la prime de 20 % ne paraît pas justifiée à ce stade.

d) Conclusion sur le niveau des coûts présentés par GRTgaz

Compte tenu des éléments fournis par les opérateurs, la CRE considère à ce stade de ses analyses qu'environ 50 % des coûts présentés par GRTgaz (dans le tableau du paragraphe 4.2) sont directement imputables à la mise en service des centrales électriques sur son réseau.

Sur cette base, le coût supplémentaire moyen supporté par GRTgaz pour couvrir les besoins d'une centrale électrique de 440 MWe s'élèverait à environ 1 M€ par an.

e) Conclusion sur le niveau des coûts présentés par TIGF

Les éléments fournis par TIGF à la CRE, pour justifier du niveau ou de la structure de ses services de flexibilité infra-journalière à GRTgaz et aux centrales électriques susceptibles de s'implanter sur son réseau, sont en cours d'analyse.

4.4.3. Structure du service de flexibilité infra-journalière

a) Modalités d'allocation entre consommateurs des coûts supplémentaires liés à la flexibilité infra-journalière

Le marché conventionnel supporte un coût historique lié à la flexibilité infra-journalière estimé à 5,7 M€ par an sur son réseau. Ce coût est mutualisé dans le tarif d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Les besoins de flexibilité infra-journalière des sites tels que les centrales électriques sont différents de ceux des autres consommateurs à deux titres :

- ces besoins sont très importants à l'échelle de chaque site, ce qui entraîne une sollicitation du réseau forte et concentrée géographiquement, alors que le besoin de flexibilité infra-journalière des autres utilisateurs est individuellement plus faible et globalement réparti de manière relativement homogène sur le territoire ;
- ces besoins sont variables chaque jour, voire chaque heure en fonction de la conjoncture des prix du gaz et de l'électricité. Cela exige du GRT qu'il anticipe les besoins de ces sites et prépare son réseau la veille pour le lendemain en fonction des programmes horaires de fonctionnement transmis par ces installations. En cours de journée, le GRT devra faire preuve de réactivité dans le pilotage de son réseau et dans la sollicitation des sources de flexibilité pour répondre aux demandes de modification des programmes de fonctionnement de ces sites.

Il semble donc légitime d'affecter aux sites fortement modulés les coûts induits par leurs besoins spécifiques de flexibilité infra-journalière.

Dans ce cadre, les coûts additionnels liés aux besoins de flexibilité des sites tels que les centrales électriques ne seraient pas mutualisés. Le tarif de transport de gaz resterait inchangé pour les autres consommateurs. De façon à ne pas faire payer aux sites fortement modulés le coût de la flexibilité infra-journalière du reste des consommateurs, estimé à environ 1,5 €/MWh/j par an, ce coût serait déduit du terme de capacité de livraison appliqué à ces sites.

b) Structure de l'offre de flexibilité infra-journalière

Le service proposé par GRTgaz a été défini pour couvrir au mieux la structure de ses coûts. La CRE envisage de reprendre dans sa proposition tarifaire les principes généraux de structure et d'accès au service de flexibilité infra-journalière proposés par GRTgaz. Toutefois, cette proposition présente deux inconvénients :

- le tarif est peu différencié selon le nombre d'heures de fonctionnement du site. Or, la CRE considère qu'il est souhaitable d'inciter les sites fortement modulés à limiter leurs besoins de flexibilité infra-journalière. A ce titre, la CRE envisage d'augmenter le poids du terme lié au volume modulé par rapport à celui de l'amplitude ;
- la franchise, proposée par GRTgaz, conduit à faire supporter aux autres utilisateurs du réseau une partie des coûts liés à la mise en service des centrales électriques.

Par ailleurs, la prime fixe devrait être réduite sensiblement, dans la mesure où le service offert par GRTgaz peut être interrompu lorsque la flexibilité infra-journalière disponible chez Elengy ou Storengy est insuffisante.

Sur la base des coûts retenus à ce stade par la CRE, le tarif du service de flexibilité infra-journalière pourrait être le suivant :

- une part fixe de 200 000 € par an et par site ;
- une part variable constituée de deux termes :
 - 0,4 € / MWh de volume modulé dans la journée ;
 - 2 € / MWh/h d'amplitude horaire de débit maximum constatée dans la journée.

Enfin, GRTgaz indique que son système d'information lui permet seulement de prendre en compte, pour la facturation du service, la flexibilité infra-journalière réalisée et non pas la flexibilité programmée.

Il conviendra, dans un second temps, de réfléchir à l'opportunité de segmenter ce service, sans augmenter le coût global de l'offre, en définissant :

- une offre pour la programmation la veille pour le lendemain ;
- une offre pour les renominations en cours de journée.

4.5. Synthèse

L'étude menée par les transporteurs montre que les infrastructures gazières ont la capacité de répondre aux besoins des centrales électriques jusqu'à 2013, et très probablement jusqu'à 2015 et au-delà si les nouvelles infrastructures envisagées à cet horizon sont décidées. Elle montre également que cela génèrera des coûts supplémentaires.

La CRE envisage de proposer, pour le réseau de GRTgaz, un service de flexibilité infra-journalière ferme pour les centrales électriques et les autres consommateurs fortement modulés, qui serait applicable à compter du 1^{er} avril 2011 et dont les caractéristiques principales auraient vocation à être pérennes.

Elle considère que le service présenté par GRTgaz ne reflète pas strictement les coûts entraînés par ces nouveaux besoins de flexibilité sur le réseau de GRTgaz ou les autres infrastructures. Elle envisage de ne retenir que les coûts directement liés à la mise en service des centrales électriques. Ces coûts ne feraient l'objet d'aucune mutualisation pesant sur les autres utilisateurs des réseaux. En contrepartie, les sites fortement modulés ne supporteraient pas les coûts de flexibilité du marché conventionnel.

Compte tenu de l'absence de centrale électrique sur le réseau de TIGF jusqu'à 2013 et des travaux d'analyse encore nécessaires, un service de flexibilité infra-journalière, applicable au 1^{er} avril 2013, sera également proposé pour le réseau de TIGF ultérieurement.

Questions :

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

5. Evolution du système d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz

5.1. Système d'équilibrage en vigueur sur le réseau de GRTgaz

5.1.1. Recours au marché pour couvrir une partie des besoins d'équilibrage physique du réseau

Les règles d'équilibrage sur le réseau de transport de GRTgaz ont évolué progressivement vers un mécanisme fondé sur une logique de marché.

Depuis le 12 avril 2007, GRTgaz a recours au marché et couvre aujourd'hui environ 20 % de ses besoins d'équilibrage physique, en intervenant directement depuis décembre 2009 sur la bourse « *Powernext Gas Spot* ». Le besoin restant est couvert par un recours aux stockages de Storengy.

Un prix journalier d'équilibrage (P_1) est établi sur la base des transactions de GRTgaz sur Powernext et est utilisé pour facturer une partie des déséquilibres de chaque expéditeur.

5.1.2. Règles d'équilibrage pour les expéditeurs

Chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage journalier sur chacune des zones d'équilibrage et, dans la zone Nord, pour chaque qualité de gaz.

Dans chaque zone d'équilibrage, l'expéditeur bénéficie d'une tolérance journalière d'équilibrage en fonction de ses capacités de livraison, d'une option de tolérance optionnelle complémentaire et d'un compte d'écarts cumulés, dans lequel les déséquilibres peuvent s'accumuler d'un jour sur l'autre dans la limite de 5 fois le talon¹⁵.

Le prix d'équilibrage journalier est appliqué, pour chaque expéditeur, au volume de ses déséquilibres supérieur au talon des déséquilibres cumulables et inférieur à la tolérance dont il bénéficie. Au-delà de la tolérance, les déséquilibres sont soldés à un prix pénalisé.

5.2. Système d'équilibrage en vigueur sur le réseau de transport de TIGF

Comme sur le réseau de GRTgaz, chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage journalier sur le réseau de TIGF. TIGF Transport équilibre son réseau par un recours au stockage contractualisé avec TIGF Stockage.

La tolérance journalière d'équilibrage offerte à l'expéditeur sur le réseau de TIGF est proportionnelle à ses capacités de livraison. L'expéditeur bénéficie également d'un compte d'écarts cumulés, dans lequel les déséquilibres peuvent s'accumuler d'un jour sur l'autre dans la limite de 3 fois la tolérance journalière.

En outre, TIGF propose un service d'équilibrage journalier (SEJ) optionnel permettant aux expéditeurs de minimiser en partie leurs déséquilibres avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations en injection et en soutirage sur leurs capacités réservées dans le stockage de TIGF.

Au-delà de la tolérance, les déséquilibres sont soldés à un prix pénalisé.

5.3. Travaux en cours au niveau européen

Le 3^{ème} paquet législatif européen adopté en 2009 vise à achever l'intégration et l'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'énergie. Pour l'équilibrage, le règlement n°715/2009 prévoit notamment que :

- « *les règles d'équilibrage sont fondées sur le marché* » (1 de l'article 21) ;
- le gestionnaire de réseau « *fournit [...] des informations suffisantes, transmises au moment opportun et fiables sur la situation d'équilibrage des utilisateurs de réseau* » (2 de l'article 21) ;

¹⁵ Le talon est exprimé en proportion de la tolérance journalière : 40 % de la tolérance en zone Nord H ; 70% de la tolérance en zone Nord B ; 55 % de la tolérance en zone Sud.

- « les redevances d'équilibrage reflètent les coûts dans la mesure du possible, mais sont suffisamment incitatives pour que les utilisateurs du réseau équilibrent leurs injections et leurs enlèvements » (3 de l'article 21).

Ce règlement prévoit aussi la rédaction de codes de réseau par l'ENTSOG qui sont destinés à s'imposer aux transporteurs européens dans douze domaines, dont l'équilibrage. Les codes de réseau devront respecter les orientations-cadres développées par l'Agence de coopération des régulateurs européens de l'énergie (ACER). En attendant la mise en place de l'ACER, les régulateurs européens réunis au sein de l'ERGEG ont commencé à rédiger la *framework guideline* relative à l'équilibrage.

Cette *framework guideline* devra notamment définir la notion d'équilibrage de marché : rôles respectifs des expéditeurs et des gestionnaires de réseau, informations qui doivent être fournies par les gestionnaires de réseau, méthodes de calcul des déséquilibres et des pénalités, achats et ventes de gaz par les gestionnaires de réseau et coopération entre gestionnaires de réseau dans une perspective de fusion des zones d'équilibrage. Pour l'ensemble de ces aspects, un modèle cible et des étapes intermédiaires pour y parvenir seront définis.

L'ERGEG prévoit de lancer prochainement une consultation publique sur son projet de *framework guideline*. La version finale de cette *framework guideline* devrait être transmise à la Commission européenne et à l'ENTSOG début 2011.

5.4. Travaux de la Concertation Gaz

Les travaux de la Concertation Gaz au premier semestre 2010 ont consisté à définir le système d'équilibrage cible à mettre en place à l'horizon 2012-2013, dans l'objectif, d'une part, d'anticiper les obligations qui seront imposées aux GRT dans le cadre du 3^{ème} paquet et, d'autre part, d'améliorer le système d'équilibrage actuel.

La proposition de GRTgaz, jointe en annexe de la présente consultation, détaille les principes de l'équilibrage cible retenus à la suite de ces travaux.

GRTgaz propose, pour son réseau, le principe d'un équilibrage principalement fondé sur le recours au marché. Cela entraînera une incitation plus forte des expéditeurs à l'équilibrage journalier par la suppression du talon et la suppression induite des comptes d'écarts cumulés.

En contrepartie, GRTgaz devra améliorer les informations fournies aux expéditeurs, en qualité comme en quantité, sur la situation du réseau dans son ensemble et sur leur propre déséquilibre. En outre, les interventions de GRTgaz sur Powernext devront être en lien avec le niveau de tension physique du réseau et davantage effectuées sur le marché within-day.

GRTgaz propose que l'évolution vers le système d'équilibrage cible s'effectue par paliers jusqu'en 2013. Ces paliers seraient définis dans le cadre de la Concertation Gaz au second semestre 2010.

TIGF, quant à lui, a déclaré ne pas souhaiter faire évoluer son système d'équilibrage. Il considère que le SEJ satisfait les expéditeurs actifs sur son réseau et son stockage, en permettant à chacun de s'équilibrer avec son propre gaz.

5.5. Analyse de la CRE

La CRE est favorable à la proposition de GRTgaz issue des travaux de la Concertation Gaz, qui lui semble conforme aux dispositions du 3^{ème} paquet ainsi qu'au projet d'orientation-cadre en cours de préparation par l'ERGEG.

La CRE estime que l'évolution du système d'équilibrage actuel vers l'équilibrage cible doit être progressive afin de permettre aux expéditeurs de s'adapter. De même, le système cible conduira à un suivi plus fin et un pilotage plus dynamique du réseau par GRTgaz, ce qui nécessitera des adaptations du système d'information et de l'organisation de GRTgaz. La CRE sera attentive à ce que les paliers d'évolution définis par la Concertation Gaz au second semestre 2010 permettent une adéquation entre les contraintes imposées aux expéditeurs et le niveau d'information complémentaire fourni par GRTgaz.

La CRE prend acte de la volonté de TIGF de ne pas faire évoluer son système d'équilibrage. Elle considère que cette question est liée à celle de la structure du marché. S'il existe une place de marché profonde et liquide au Sud de la France, TIGF pourra sans difficulté faire évoluer son système d'équilibrage et intervenir sur le marché. En tout état de cause, TIGF devra adapter son système d'équilibrage en conformité avec les dispositions prises par les instances européennes.

Questions :

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

Questions

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 6 septembre 2010 :

- 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 : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- 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.

1. Etes-vous favorable à la fusion des zones Nord H et Nord B au 1^{er} avril 2013 ?
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 ?
3. Quels enseignements tirez-vous des résultats de l'étude réseau menée par GRTgaz et TIGF ?
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 ?
5. Etes-vous favorable aux autres évolutions de la structure tarifaire envisagées ?
6. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière proposé par GRTgaz ?
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 ?
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 ?
9. Quelle est votre analyse du service de flexibilité infra-journalière envisagé par la CRE ?
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 ?
11. Que pensez-vous de la proposition de GRTgaz concernant l'évolution du système d'équilibrage sur son réseau de transport ?
12. Que pensez-vous de la position de TIGF concernant le système d'équilibrage sur son réseau de transport ?
13. Avez-vous d'autres remarques ou propositions ?

Annexes

- Annexe 1 : Rapport de l'étude des réseaux menée par GRTgaz et TIGF
⇒ *Rapport transmis par GRTgaz et TIGF le 15 juillet 2010*
- Annexe 2 : Rapport de l'étude technico-économique menée par GRTgaz et TIGF sur la capacité de l'ensemble des infrastructures gazières à répondre aux besoins de flexibilité infra-journalière des centrales de production d'électricité prévues
⇒ *Rapport présenté par GRTgaz et TIGF en Concertation Gaz en mars 2010*
- Annexe 3 : Proposition de GRTgaz de service de flexibilité pour les sites fortement modulés
⇒ *Proposition transmise par GRTgaz à la CRE le 2 juillet 2010*
- Annexe 4 : Proposition de TIGF de service de flexibilité pour les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel
⇒ *Proposition présentée par TIGF en Concertation Gaz le 30 juin 2010*
- Annexe 5 : Proposition de GRTgaz de système d'équilibrage cible pour son réseau
⇒ *Proposition envoyée par GRTgaz à la CRE le 8 juillet 2010*