

Seconde consultation publique relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT 4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2009. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) prévoit de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour GRTgaz et TIGF, dits tarifs « ATRT 5 », destinés à s'appliquer à partir du 1^{er} avril 2013.

La CRE a organisé du 26 juillet au 21 septembre 2012 une consultation publique qui a porté principalement sur le cadre de régulation, la structure tarifaire et les services commercialisés par les Gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Cette consultation publique présentait les évolutions en niveau demandées par les opérateurs. Depuis, GRTgaz et TIGF ont communiqué à la CRE des trajectoires financières révisées.

Pour l'analyse de ces trajectoires financières, la CRE s'est appuyée sur différentes études confiées à des cabinets externes :

- une étude comparative internationale des mécanismes de régulation incitative ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières ;
- un audit des charges d'exploitation de GRTgaz et TIGF, hors impôt et taxes, achats d'énergie et système d'information pour GRTgaz ;
- un audit des systèmes d'information de GRTgaz.

Avant sa délibération portant projet de décision tarifaire prévue en novembre 2012, la CRE lance une seconde consultation publique et souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les niveaux tarifaires et les grilles tarifaires qu'elle envisage. Les parties intéressées sont invitées à répondre au plus tard le 9 novembre 2012.

1 Rappel des demandes des GRT	3
1.1. GRTgaz.....	3
1.1.1 Evolution du revenu autorisé.....	3
1.1.2 Impact tarifaire.....	3
1.2 TIGF	4
1.2.1 Evolution du revenu autorisé.....	4
1.2.2 Impact tarifaire.....	4
2 Analyse de la CRE.....	5
2.1 Analyse des demandes concernant les charges de capital.....	5
2.1.1 Trajectoires d'investissement	5
2.1.2 Niveaux des BAR au 1 ^{er} janvier 2013	5
2.1.3 Coût moyen pondéré du capital	6
2.1.4 Prime d'incitation à l'investissement	6
2.1.5 Coûts échoués	6
2.1.6 Activation de certaines dépenses par GRTgaz.....	7
2.1.7 Charges de capital	7
2.2 Analyse des demandes concernant les charges d'exploitation	8
2.2.1 Charges d'énergie.....	8
2.2.1.1 GRTgaz	8
2.2.1.2 TIGF.....	8
2.2.2 Promotion de l'usage du gaz.....	8
2.2.3 Flexibilité en zone B	8
2.2.4 Analyse des autres postes de charges	9
2.2.5 Efficacité des opérateurs et productivité	9
2.2.6 Synthèse	10
2.3 Hypothèses de souscription.....	10
2.3.1 GRTgaz	10
2.3.2 TIGF	10
2.4 CRCP	11
2.5 Bilan des évolutions tarifaires	11
2.5.1 GRTgaz	11
2.5.2 TIGF	12
2.6 Grilles tarifaires	12
2.6.1 Principes d'évolution annuelle des grilles tarifaires	12
2.6.2 Evolution des termes tarifaires.....	13
2.6.2.1 Prise en compte de la fusion des PEG Nord H et B au 1 ^{er} avril 2013.....	13
2.6.2.2 Prise en compte de la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF	13
2.6.2.3 Prise en compte de la création d'un PEG France unique à l'horizon 2018.....	13
2.6.3 Autres évolutions.....	13
2.6.4 Grille tarifaire de GRTgaz et TIGF au 1 ^{er} avril 2013	15

1 Rappel des demandes des GRT

1.1. GRTgaz

1.1.1 Evolution du revenu autorisé

Sur la période, GRTgaz demande une augmentation de son revenu autorisé de 5,6% par an en moyenne.

En M€ ¹ courants	2013	2014	2015	2016	TCAM ²
OPEX nettes	861,2	876,6	883,7	915,7	+2,1%
CCN ³	971,9	1054	1124,7	1236,7	+8,4%
Apurement CRCP	4	4	10,5	10,5	-
Revenu autorisé	1837	1934,7	2018,8	2162,8	+5,6%

Par rapport à la demande initiale de GRTgaz publiée par la CRE dans sa consultation publique du 26 juillet 2012, la principale évolution intégrée au tableau ci-dessus concerne la révision du poste énergie avec prise en compte d'un changement de méthode de calcul au PITD Paris tel que suggéré dans la consultation du 26 juillet.

1.1.2 Impact tarifaire

En M€	2012	2013	2014	2015	2016
Revenu autorisé	1483,3	1837	1934,7	2018,8	2162,8
Hausse du revenu autorisé		+ 23,9%	+5,3%	+4,4%	+7,1%
Hausse tarifaire		+20,7%	+4,4%	+4,3%	+4,7%

1 Hypothèses d'inflation de GRTgaz de +1,9% par an

2 Taux de croissance annuel moyen

3 Charges de capital normatives : les données fournies par GRTgaz ont été calculées à cadre de régulation inchangé

1.2 TIGF

1.2.1 Evolution du revenu autorisé

En M€ ⁴ _{courants}	2013	2014	2015	2016	TCAM ⁵
OPEX nettes	72,5	77,4	81,2	87,3	+6,4%
CCN ⁶	152,7	167,8	176,5	191,5	+7,8%
Apurement CRCP	-9,7	-9,7	3,1	3,1	
Revenu autorisé	215,4	235,5	260,8	281,9	+9,4%

La demande initiale de TIGF publiée par la CRE dans sa consultation publique du 26 juillet 2012 n'a pas été modifiée de façon significative.

1.2.2 Impact tarifaire

En M€	Moyenne 2011-2012 ⁷	2013	2014	2015	2016
Revenu autorisé	167,4	215,4	235,5	260,8	281,9
Hausse du revenu autorisé		+28,7%	+9,3%	+10,7%	+8,1%
Hausse tarifaire		+13,7%	+4,9%	+16,5%	+4,6%

Par rapport à la demande initiale de TIGF publiée par la CRE dans sa consultation publique du 26 juillet 2012, TIGF a révisé à la hausse ses hypothèses de souscriptions pour les années 2013 et 2014.

4 Hypothèses d'inflation de TIGF de +2% en 2013 puis 2,5% par an de 2014 à 2016

5 Taux de croissance annuel moyen

6 Les données fournies par TIGF ont été calculées à cadre de régulation inchangé

7 Le tarif de TIGF a été fixé pour 2 ans. L'évolution du revenu autorisé 2013 de TIGF s'apprécie donc par rapport au revenu autorisé annuel moyen de TIGF en 2011 et 2012. Le revenu autorisé de GRTgaz a été revu annuellement, son évolution s'apprécie donc par rapport à 2012.

2 Analyse de la CRE

2.1 Analyse des demandes concernant les charges de capital

Les charges de capital comprennent la rémunération et l'amortissement de la Base d'actifs régulés (BAR) ainsi que la rémunération des immobilisations en cours.

La CRE prévoit de reconduire les principes de détermination de la base d'actifs régulés et de calcul des charges de capital en vigueur dans le tarif en cours.

En particulier, la CRE prévoit de maintenir la rémunération des investissements avant leur mise en service au coût de la dette.

2.1.1 Trajectoires d'investissement

GRTgaz et TIGF proposent les trajectoires d'investissement suivantes :

Investissements en M€ (hors subventions)	2013	2014	2015	2016
GRT gaz	908	675	859	726
TIGF	134	124	96	102

Pour GRTgaz, la CRE prévoit de retenir la totalité des charges prévisionnelles liées aux investissements de fluidité décidés. Concernant les projets de fluidité non décidés, la CRE prévoit de retenir la totalité des charges liées au projet de doublement de l'artère de Bourgogne ainsi que 20% du montant des autres projets (sur un total de 204 M€ sur la période), afin de tenir compte de la probabilité de non-exécution de certains investissements.

Par ailleurs, elle a révisé à la baisse la prévision d'investissement de GRTgaz pour les investissements hors fluidité.

Pour TIGF, la CRE prévoit également de retenir la totalité des charges prévisionnelles liées aux investissements de fluidité décidés et 20% des charges prévisionnelles relatives aux projets non décidés (qui représentent une enveloppe de 34,3 M€ sur la période).

En conséquence, la CRE prévoit de retenir les trajectoires suivantes :

Investissement en M€ (hors subventions)	2013	2014	2015	2016
GRT gaz	896	647	784	582
TIGF	132	122	90	83

2.1.2 Niveaux des BAR au 1^{er} janvier 2013

Les demandes des opérateurs conduisent à une BAR au 1^{er} janvier 2013 de 7,1 milliards d'euros pour GRTgaz et 1,1 milliards d'euros pour TIGF.

La BAR prévue pour les années 2013 à 2016 progresse au rythme de la mise en service de projets décidés principalement lors de la période ATRT 4, de l'effet de la revalorisation de l'inflation au 1^{er} janvier et est minorée par les dotations aux amortissements couvertes par le tarif.

2.1.3 Coût moyen pondéré du capital

Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) retenu pour le tarif ATRT4 est de 7,25 % (réel avant impôt).

La CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital. Elle a notamment :

- confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'été 2011 ;
- mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du coût du capital ;
- auditionné les GRT qui ont commandité conjointement une étude auprès d'un consultant externe sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport de gaz en France ;
- auditionné les actionnaires des GRT qui en ont fait la demande ;
- pris en compte les évolutions envisagées du cadre tarifaire.

La CRE a retenu comme hypothèse de travail pour chiffrer les charges de capital des opérateurs dans le présent document un CMPC de 6,50% réel avant impôt.

2.1.4 Prime d'incitation à l'investissement

La CRE considère que deux projets majeurs restent à réaliser pour permettre d'améliorer le fonctionnement du marché :

- o le doublement de l'artère de Bourgogne, qui est un projet nécessaire pour la fusion des zones Nord et Sud ;
- o l'odorisation décentralisée du gaz naturel, afin de permettre un flux physique de gaz de la France vers l'Allemagne ou vers la Belgique.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE envisage de limiter l'attribution de la prime de 3 % à ces deux seuls projets. Cette prime reste acquise pour les projets auxquels elle avait été accordée lors des précédents tarifs.

2.1.5 Coûts échoués

GRTgaz formule la demande suivante :

Coûts échoués en M€	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	12,3	10,2	7,9	10,3

Le tarif ATRT 4 prévoit une couverture des coûts échoués à la valeur nette comptable pour les actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que des charges relatives aux études correspondant à des projets qui ne se réalisent pas. La prise en compte de ces coûts est décidée au cas par cas sur la base des dossiers argumentés présentés par les opérateurs.

La demande tarifaire de GRTgaz de couverture des coûts échoués correspond à la valeur nette comptable de petits matériels, de stations de compression et de gros ouvrages ainsi qu'à la couverture d'une provision pour les études techniques correspondant à des projets qui ne se réaliseraient pas.

La CRE envisage de prendre en compte dans la trajectoire la valeur comptable résiduelle uniquement des stations de compression et des gros ouvrages retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie.

Les charges d'études préalablement approuvées par la CRE se rapportant à des projets qui seraient abandonnées en cours de période tarifaire ainsi que les écarts qui pourraient intervenir entre la

trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réelle des coûts échoués relatifs aux gros ouvrages et aux stations de compression seraient pris en compte, au cas par cas, dans le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), après analyse des dossiers par la CRE.

La CRE ne prévoit pas d'élargir le périmètre de la couverture des coûts échoués aux petits matériels. L'objectif du mécanisme en vigueur est bien de couvrir l'opérateur contre les risques financiers de long terme pour faciliter la prise de décision d'investissement.

En application de ces principes, la CRE propose de retenir pour GRTgaz un montant annuel de 2 M€ par an sur la prochaine période tarifaire.

TIGF ne demande la prise en compte d'aucun coût échoué.

2.1.6 Activation de certaines dépenses par GRTgaz

Lors de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2011, la CRE a identifié des dépenses de sécurité et de mise en conformité (relatives à l'Arrêté « Multifluides » de 2006) traitées comme des investissements par l'opérateur, tandis qu'elles avaient été couvertes en charges d'exploitation pour la période 2009-2010 lors de l'établissement de la trajectoire du tarif ATRT 4. La CRE a corrigé les charges de capital de GRTgaz correspondantes dans la mesure où, sur le plan tarifaire, cela avait conduit à considérer une même charge à la fois en charge d'exploitation (dans la trajectoire prévisionnelle de l'ATRT 4) et en charge de capital au fur et à mesure de leur entrée dans la BAR (via le CRCP).

La CRE envisage de poursuivre le retraitement de ces dépenses, en neutralisant l'impact des charges de capital au titre de ces dépenses, sur la période 2013-2016.

Les retraitements envisagés sont détaillés ci-après :

En M€	2013	2014	2015	2016
Correction des CCN	-14,4	-13,8	-10,4	-10,3

2.1.7 Charges de capital

En application des principes précédents, les trajectoires des charges de capital envisagées par la CRE sont les suivantes :

M€	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	894	974	1045	1142
TIGF	143	155	163	174

2.2 Analyse des demandes concernant les charges d'exploitation

2.2.1 Charges d'énergie

Les prix de l'énergie ont été analysés notamment au regard des prix de marché. Les volumes ont été analysés compte tenu de la nature du parc de stations de compression de chaque opérateur ainsi que des schémas de flux.

2.2.1.1 GRTgaz

La CRE prévoit de revoir les hypothèses retenues par GRTgaz concernant principalement 2 postes :

- l'écart de bilan technique (EBT) :
 - o prise en compte de la tendance fortement baissière de ce poste liée aux actions correctives menées ces dernières années par l'opérateur ;
 - o amélioration de la détermination des volumes au Point d'interface transport-distribution Paris par la mise en œuvre de nouveaux compteurs, qui conduit à une augmentation de l'EBT de GRTgaz de 1,3 TWh par an ;
- ➔ Au total, la CRE retient une hypothèse d'EBT égale à 1,3 TWh en 2013 et une décroissance de 100 GWh par an par la suite ;
- les prix unitaires du gaz et de l'électricité en se basant sur ses propres estimations et sur les prix à terme (notamment le TTF augmenté d'un spread moyen de 0,3 €/MWh).

En M€	2013		2014		2015		2016	
	GRTgaz	CRE	GRTgaz	CRE	GRTgaz	CRE	GRTgaz	CRE
Total	140,5	121,8	148,8	122,0	155,3	119,4	163,6	117,4

2.2.1.2 TIGF

La CRE prévoit d'ajuster à la marge la demande de TIGF concernant le poste énergie, afin d'assurer la cohérence des hypothèses de prix du gaz et d'électricité retenues pour les 2 GRT.

En M€	2013		2014		2015		2016	
	TIGF	CRE	TIGF	CRE	TIGF	CRE	TIGF	CRE
Total	5,7	6,3	5,2	5,3	5,6	5,6	6,2	6,0

2.2.2 Promotion de l'usage du gaz

Les actions envisagées par GRTgaz n'auraient, selon les éléments fournis par l'opérateur, de retombées bénéfiques pour les utilisateurs de son réseau qu'à un horizon lointain et incertain (supérieur à 10 ans). En conséquence, la CRE prévoit de ne pas prendre en compte la demande de GRTgaz dans la trajectoire tarifaire.

2.2.3 Flexibilité en zone B

GRTgaz demande la couverture par son tarif d'une nouvelle charge de 36,8 M€ par an, à compter de 2013, du fait de la demande de GDF Suez de facturer une prestation de flexibilité pour le réseau B. Cette prestation n'est aujourd'hui pas facturée à GRTgaz par GDF Suez.

La CRE prévoit de ne pas retenir dans la trajectoire des charges d'exploitation cette demande.

2.2.4 Analyse des autres postes de charges

A la suite des audits externes et des analyses menées par la CRE, certains postes (notamment le poste de « management fees » pour GRTgaz, et des postes divers de provisions pour les deux GRT) ont été revus à la baisse à hauteur des montants suivants :

Montants révisés en M€	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	7,2	11,4	14,9	16,7
TIGF	1,9	1,7	1,6	1,6

2.2.5 Efficacité des opérateurs et productivité

La CRE a analysé en détail la trajectoire d'évolution des charges nettes d'exploitation des opérateurs entre le réalisé 2011 et le prévisionnel 2016. À périmètre d'activité constant (ne tenant pas compte notamment des postes impôt et taxes, énergie, charges liées à la 3^{ème} Directive), les charges d'exploitation demandées par GRTgaz et TIGF augmentent significativement sur la période 2011-2016 : respectivement +3,2% et +4,3% par an en moyenne, en euros courants.

À périmètre d'activité constant, la CRE estime que les GRT doivent réaliser des efforts de productivité. La CRE prévoit de fixer un objectif progressif de maîtrise des dépenses « à périmètre constant » entre 2011 et 2016 correspondant à un pourcentage annuel de variation égal à l'inflation en 2013, « inflation - 0,25% » en 2014, « inflation - 0,5% » en 2015, puis « inflation - 0,75% » en 2016. Cet objectif est progressif afin de permettre aux opérateurs de s'organiser pour réaliser des efforts de productivité.

La CRE est favorable, sur le principe, aux projets de GRTgaz concernant le « mix énergétique du futur » et notamment le développement de l'injection de bio-méthane sur les réseaux de transport. Elle considère que ces dépenses doivent être incluses dans le périmètre de charges faisant l'objet de la trajectoire de productivité susvisée.

Pour GRTgaz, ces objectifs de productivité représenteraient sur la période environ 3,6% du total des charges nettes d'exploitation demandées par l'opérateur.

Pour TIGF, ces objectifs de productivité représenteraient sur la période environ 5,7% du total des charges nettes d'exploitation demandées par l'opérateur (hors produits du contrat inter-opérateurs conclu avec GRTgaz).

2.2.6 Synthèse

En application de ces retraitements, la CRE prévoit de retenir les trajectoires suivantes :

GRTgaz :

En M€	ATRT4 2012	2013	2014	2015	2016
Demande de l'opérateur	624,4	861,2	Inflation - 0,1%		
<i>Evolution par rapport au tarif 2012</i>		+37,9%			
Charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE		752,7	Inflation - 1,9% ⁸		
<i>Evolution par rapport au tarif 2012</i>		+20,5%			

TIGF :

En M€	ATRT4 2012	2013	2014	2015	2016
Demande de l'opérateur	54,0	72,5	Inflation + 3,7%		
<i>Evolution par rapport au tarif 2012</i>		+34,3%			
Charges nettes d'exploitation envisagées par la CRE		67,6	Inflation - 2,1% ⁹		
<i>Evolution par rapport au tarif 2012</i>		+25,2%			

2.3 Hypothèses de souscription

2.3.1 GRTgaz

GRTgaz prévoit des souscriptions en hausse moyenne de 2,6% en 2013 puis une trajectoire en hausse de 1,1 % entre 2013 et 2016.

Après analyse, la CRE retient une hausse moyenne de 3,4 % en 2013 puis une trajectoire en hausse de 1 % entre 2013 et 2016.

2.3.2 TIGF

Après analyse, la CRE retient une hausse moyenne de +14,4% en 2013 puis une trajectoire en hausse de 2,7% entre 2013 et 2016.

TIGF partage cette analyse pour les années 2013 et 2014.

⁸ Compte tenu d'hypothèses de productivité telles que définies au paragraphe 2.2.5

⁹ Compte tenu d'hypothèses de productivité telles que définies au paragraphe 2.2.5

2.4 CRCP

Des écarts subsistent à ce stade entre les calculs de GRTgaz et ceux de la CRE, dus à des prévisions divergentes sur le point de sortie 2012 pour l'énergie et les souscriptions :

M€	2013	2014	2015	2016
GRTgaz	4	4	10,4	10,4
CRE	-0,8	-0,8	5,6	5,6

2.5 Bilan des évolutions tarifaires

2.5.1 GRTgaz

- Evolution du revenu autorisé

Sur la période 2013-2016, la CRE prévoit l'évolution du revenu autorisé de GRTgaz suivante :

En M€	2013	2014	2015	2016
CCN	893,6	973,8	1044,8	1142,5
OPEX	752,7	Inflation -1,9%		
CRCP	-0,8	-0,8	5,6	5,6
Revenu Autorisé	1645,8	+4,9%		

Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2%, le revenu autorisé évoluerait de +4,9% par an en moyenne à partir de 2014.

- Impact tarifaire

Sur la période 2013-2016, les hausses tarifaires annuelles prévues par la CRE sont les suivantes :

En M€	2013	2014	2015	2016
Revenu autorisé	1645,8	+4,9%		
Souscriptions à tarif constant	1534,9	+1% par an		
Hausse tarifaire moyenne	+7,2%	+3,9%		

Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2% et hors évolution des paramètres pris en compte lors de chaque révision annuelle (cf 2.6.1. ci-dessous), la grille tarifaire évoluerait de +3,9% par an en moyenne à partir de 2014.

2.5.2 TIGF

- Evolution du revenu autorisé

Sur la période 2013-2016, la CRE prévoit l'évolution du revenu autorisé de TIGF suivante :

En M€	2013	2014	2015	2016
CCN	142,8	155,3	162,5	174,0
OPEX	67,6	Inflation -2,1%		
CRCP	-9,4	-9,4	3,4	3,4
Revenu Autorisé	201,0	+6,6%		

Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2%, le revenu autorisé évoluerait de +6,6% par an en moyenne à partir de 2014.

- Impact tarifaire

Sur la période 2013-2016, les hausses tarifaires annuelles prévues par la CRE sont les suivantes :

En M€	2013	2014	2015	2016
Revenu autorisé	201,0	+6,6%		
Souscriptions à tarif constant	189,4	+ 2,7% par an		
Hausse tarifaire moyenne	+6,1%	+3,9%		

Sur la base d'une hypothèse d'inflation à 2% et hors évolution des paramètres pris en compte lors de chaque révision annuelle (cf 2.6.1. ci-dessous), la grille tarifaire évoluerait de +3,9% par an en moyenne à partir de 2014.

2.6 Grilles tarifaires

2.6.1 Principes d'évolution annuelle des grilles tarifaires

La CRE prévoit de retenir les principales orientations figurant dans la partie « cadre de régulation » de la consultation publique du 26 juillet 2012. Toutefois, les grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF seront revues chaque année (et non à l'issue des 2 premières années) pour prendre en compte :

- la trajectoire d'évolution des charges fixée par la CRE ;
- les évolutions des prix de l'énergie ;
- la mise à jour des hypothèses de souscription ;
- l'apurement du CRCP.

Les grilles tarifaires seront également revues en cours de période tarifaire pour prendre en compte les évolutions nécessaires de la structure tarifaire, notamment les codes de réseau européens et l'évolution des places de marché (PEGs).

A mi-période, la trajectoire des charges d'exploitation pourra être revue (clause de rendez-vous similaire à celle qui s'applique dans le tarif ATRD4 de GrDF), pour prendre en compte les écarts supérieurs à 1% et liés à des dispositions législatives, réglementaires ou juridictionnelles indépendantes de l'activité d'un opérateur efficace.

2.6.2 Evolution des termes tarifaires

2.6.2.1 Prise en compte de la fusion des PEG Nord H et B au 1^{er} avril 2013

La perte de revenu liée à l'arrêt de la facturation par GRTgaz aux expéditeurs du service de conversion, estimée à environ 8 M€ par an, sera répercutée sur l'ensemble des termes du tarif de GRTgaz.

2.6.2.2 Prise en compte de la création d'un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF

Les analyses présentées par GRTgaz et TIGF en Concertation Gaz ne font pas apparaître de difficulté technique majeure pour créer un PEG commun GRTgaz Sud / TIGF au 1^{er} avril 2015. Les modalités de gouvernance du PEG commun doivent toutefois faire l'objet d'analyses complémentaires.

Afin de préparer cette évolution, le terme tarifaire à l'interface entre les zones TIGF et GRTgaz sud diminuera progressivement pour atteindre 0 au 1^{er} avril 2015. Au 1^{er} avril 2013, ce terme sera fixé à 100 €/MWh/jour/an.

Afin que le tarif de transport du nord de la France vers l'Espagne continue à refléter les coûts, le tarif de sortie vers l'Espagne aux points d'interconnexion de Larrau et Biriadou sera augmenté de 40 €/MWh/jour/an au 1^{er} avril 2013.

En outre, la CRE prévoit, toutes choses égales par ailleurs, d'augmenter de 10% les termes tarifaires aux PITS de la zone Sud de GRTgaz et de diminuer de 10% ceux aux PITS de TIGF au 1^{er} avril 2013. Ce rééquilibrage se poursuivra les années suivantes, en tenant compte du fait que les capacités aux PITS sur le réseau de TIGF sont fermes alors qu'elles sont climatiques sur le réseau de GRTgaz.

Les écarts de revenus liés à ces évolutions seront compensés de façon homogène sur l'ensemble des autres termes tarifaires de GRTgaz et TIGF.

2.6.2.3 Prise en compte de la création d'un PEG France unique à l'horizon 2018

Pour préparer cette échéance, le tarif de la liaison Nord-Sud de GRTgaz sera maintenu à son niveau actuel en euros courants au 1^{er} avril 2013.

2.6.3 Autres évolutions

- Service de transfert proposé par Storengy

Storengy a procédé au cours de l'été 2012 à la commercialisation d'un service de transfert de quantités de gaz en stock du stockage de Sédiane Littoral situé en zone GRTgaz Nord vers Serene Sud situé en zone GRTgaz Sud. A la suite de la délibération de la CRE du 26 juillet 2012, GRTgaz et Storengy ont proposé, en Concertation Gaz, la mise en place d'un indicateur permettant de quantifier l'impact du service de transfert sur la disponibilité des capacités interruptibles sur la liaison Nord vers Sud. Les résultats de cet indicateur pour l'été 2012 indiquent que le recours au service de transfert n'a conduit à aucune réduction des capacités interruptibles sur la liaison Nord – Sud.

La CRE est favorable, à ce stade, au maintien d'un service de transfert dont le recours serait encadré par l'indicateur de suivi proposé et pouvant conduire, le cas échéant, à suspendre la fourniture du service de transfert.

- Flexibilité intra-journalière

La CRE prévoit de maintenir un service de flexibilité journalière pour les sites fortement modulés, facturé à l'usage. Le tarif de ce service sera établi de façon à couvrir les charges externes de GRTgaz, ce qui conduit à une baisse environ de moitié du coût de ce service pour les sites fortement modulés.

Par ailleurs, les consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport génèrent moins de coûts de flexibilité pour les transporteurs dans la mesure où ils ont en moyenne des besoins de flexibilité intra-journalière faibles. De façon à refléter cette situation, la CRE prévoit de réduire, toutes choses égales par ailleurs, leur terme de capacité de livraison.

- **Tarif de la capacité quotidienne**

La CRE prévoit de retenir la proposition de GRTgaz de définir un tarif unique pour la capacité quotidienne, égal à $1/240^{\text{ème}}$ du prix de la capacité annuelle correspondante. Ce tarif s'appliquera également aux capacités quotidiennes commercialisées aux points d'interface transport-stockage.

- **Capacité mensuelle aux Points d'interface transport-stockage (PITS)**

La CRE prévoit de retenir la proposition de TIGF de commercialiser des capacités mensuelles aux PITS. Elles seront allouées automatiquement en proportion des capacités mensuelles détenues par chaque expéditeur sur les stockages. Leur tarif sera fixé à $1/8^{\text{ème}}$ du terme annuel correspondant pour les réseaux de TIGF et GRTgaz.

- **Règles tarifaires aux Points d'interface transport-terminaux méthaniers (PITTM)**

La CRE prévoit de maintenir les règles en vigueur pour la facturation des capacités à l'interface avec les terminaux méthaniers actuellement en service. Toutefois, au lieu de facturer le dépassement maximum du mois passé au prix mensuel, les dépassements de capacité constatés un jour donné seront facturés sur la base du prix de la capacité quotidienne.

Les règles applicables au PITTM de Dunkerque seront fixées par la CRE après concertation lors de la prochaine mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2014.

- **Facturation des coûts de raccordement**

GRTgaz et TIGF proposent de faire financer partiellement les nouveaux raccordements aux réseaux de transport via les futures recettes d'acheminement générées par ces nouveaux raccordements.

La CRE ne prévoit pas de retenir cette proposition dans la mesure où elle conduit à faire financer les nouveaux raccordements aux réseaux de transport en partie par les clients existants.

- **Prise en compte des futurs codes de réseau européens**

La CRE prévoit d'autoriser la mise en œuvre des enchères dès le 1^{er} avril 2013 pour les capacités aux points d'interconnexion terrestres et aux liaisons entre zones d'équilibrage. Les transporteurs transmettront à la CRE, après concertation avec les acteurs de marché, pour approbation, leur proposition de mise en œuvre de ces enchères.

Sur la liaison Nord-Sud, les capacités démarrant à partir du 1^{er} avril 2014 seront vendues aux enchères selon des modalités qui seront définies par la CRE après concertation.

A compter du 1^{er} avril 2014, les produits saisonniers ne seront plus commercialisés à l'interface entre GRTgaz et TIGF et aux interconnexions avec l'Espagne. A cette date, des produits trimestriels seront introduits aux interconnexions et aux liaisons entre zones d'équilibrage. La CRE prévoit de fixer leur tarif à $4,5/12^{\text{èmes}}$ du prix de la capacité annuelle correspondante.

Les modalités de mise en œuvre des lignes directrices relatives à la gestion des congestions (CMP) seront fixées par la CRE à la suite des travaux en cours au sein de la Concertation Gaz et des initiatives régionales européennes.

2.6.4 Grille tarifaire de GRTgaz et TIGF au 1^{er} avril 2013

Capacités annuelles	Termes tarifaires en €/MWh/j par an	
	GRTgaz	TIGF
PITTM	105,61	-
Entrées PIR Taisnières H, Dunkerque, Obergailbach Taisnières B Larrau, Biriadou	111,82 86,98	106,36
Sorties PIR Oltingue Larrau, Biriadou	390,14	364,88
PITS Zone GRTgaz Nord Entrée Sortie	16,15 3,23	-
PITS Zones GRTgaz Sud et TIGF Entrée Sortie	17,77 3,56	20,62 46,39
Liaison Nord → Sud Liaison Sud → Nord	208,04 50	-
Interface Sud ⇔ TIGF	55	45
Sortie du Réseau Principal	82,69	83,04
Transport Réseau Régional	59,64	43,42
Livraison Clients industriels, PIRR Sites fortement modulés PITD	24,46 25,58 31,41	11,45 15,31

La CRE invite les parties intéressées à adresser leurs observations sur les niveaux et grilles tarifaires qu'elle prévoit d'adopter, au plus tard le 9 novembre 2012:

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dirgaz.cp2@cre.fr ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des infrastructures et des réseaux de gaz :
+ 33.1.44.50.42.03 ou +33.1.44.50.89.00
- 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 transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.