

Le 12 juillet 2006

### **Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel**

La loi du 3 janvier 2003 garantit à tous les consommateurs et fournisseurs un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de transport de gaz naturel et prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation de ces réseaux sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la CRE.

Les tarifs actuels sont appliqués par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 et sont entrés officiellement en vigueur le 27 mai 2005, par publication au Journal Officiel des textes suivants :

- décret n° 2005-607 du 27 mai 2005 relatif aux règles de tarification applicables à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ;
- arrêté du 27 mai 2005 relatif à la définition des zones d'équilibrage des réseaux de transport de gaz naturel ;
- avis du 27 mai 2005 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

Ces tarifs, proposés par la CRE le 27 octobre 2004, ont été établis sur la base de prévisions relatives à l'année 2005 et avaient vocation à s'appliquer à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005, pour une durée de 12 à 18 mois.

La CRE a l'intention de proposer, en octobre 2006, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, conçus pour s'appliquer à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007 et pour une durée maximale de deux ans. Ces nouveaux tarifs sont nécessaires pour prendre en compte l'évolution du contexte économique dans lequel opèrent les GRT.

Il est prévu de conserver, pour la prochaine période tarifaire, la structure générale des tarifs de transport de gaz. Par la suite, le nombre de zones d'équilibrage sur le territoire national sera ramené de cinq à trois (deux zones pour GRTgaz et une zone pour TIGF), au plus tard le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

Les changements envisagés à l'occasion des prochains tarifs ont pour objectifs de :

- simplifier la structure des tarifs ;
- renforcer les souplesses offertes aux utilisateurs des réseaux de transport ;
- apporter diverses améliorations à caractère technique, résultant principalement du retour d'expérience sur les tarifs en vigueur.

La CRE souhaite consulter, pour cette nouvelle proposition tarifaire, l'ensemble des acteurs du marché. La présente note technique ne porte que sur les éléments susceptibles, en l'état actuel des réflexions, d'être modifiés dans la prochaine proposition tarifaire. Les parties intéressées sont néanmoins invitées à faire des remarques et propositions sur l'ensemble des éléments constitutifs des tarifs d'utilisation des réseaux de transport.

## I - Niveau tarifaire

### 1 Rappel des principes de calcul du revenu autorisé

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les tarifs d'accès aux infrastructures de gaz « sont établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que [...] les coûts résultant de l'exécution des missions de service public ».

De plus, l'article 1 du décret 2005-607 du 27 mai 2005 prévoit que « Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont déterminés [...] en fonction de l'ensemble de ses charges d'exploitation et de ses charges d'investissement. [...] Dans les charges d'investissement sont pris en compte l'amortissement des immobilisations et la rémunération du capital investi. ».

#### a) Charges d'exploitation

Le niveau des charges d'exploitation est fixé sur la base d'une analyse des exercices passés, des prévisions budgétaires communiquées par les opérateurs pour les exercices concernés par le tarif, et d'objectifs de productivité déterminés par le régulateur sur certains postes de coûts. Il doit tenir compte du décret n° 2005-607 du 27 mai 2005, ainsi que du principe établi par le règlement (CE) n°1775/2005 du 28 septembre 2005 qui indique dans son article 3 que « Les tarifs [...] reflètent les coûts réels supportés dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable ».

#### b) Charges de capital

##### (i) *La Base d'Actifs Régulée :*

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR) qui est effectuée sur la base d'une méthodologie de type "coûts courants économiques" dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Les durées de vies retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

- 50 ans pour les canalisations ;
- 30 ans pour les équipements de compression.

La valeur de la BAR au 1<sup>er</sup> janvier 2006 telle qu'elle ressort de ce calcul est renseignée dans le tableau ci-dessous.

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs. Ces prévisions enregistrent une hausse sensible par rapport aux exercices précédents, en particulier pour TIGF. L'effort d'investissement des opérateurs porte principalement sur :

- des projets destinés à accroître la capacité du réseau. Ces projets représentent 38% du volume d'investissement prévisionnel de GRTgaz pour la période 2006-2008, et 80% du volume d'investissement prévisionnel de TIGF. Le principal projet conduit par TIGF au cours de la période est le renforcement de l'artère de Guyenne dont la CRE a décidé qu'il bénéficierait pour

partie d'un taux de rémunération bonifié (délibération du 8 décembre 2005). Le coût estimé de ce projet se monte à 175 M€;

- des projets visant au respect des obligations de service public et des contraintes réglementaires en matière de sécurité et d'environnement, et à la modernisation et la fiabilisation du réseau des opérateurs.

<b>M€</b>	<b>BAR au 01/01/06</b>	<b>Inv. prev. 2006-2008</b>
<b>GRTgaz</b>	5434	853
<b>TIGF</b>	634	321

(ii) *Le taux de rémunération*

Le taux de rémunération actuellement en vigueur est de 7,75% (réel avant impôt). Une prime de 125 points de base s'applique aux actifs mis en service après le 31 décembre 2003, et une prime additionnelle de 300 points de base s'applique pour une durée de 5 ou 10 ans aux investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché.

Le niveau de ce taux a été arrêté en 2003 pour l'ensemble des activités d'infrastructure régulées (transport, distribution et terminaux méthaniers). Il a été reconduit en octobre 2004 pour la révision des tarifs d'utilisation des réseaux de transport. En revanche, lors de la révision des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers en octobre 2005, la CRE a modifié le taux de rémunération appliqué à ces activités afin de tenir compte des évolutions intervenues sur les marchés des capitaux depuis l'élaboration des premiers tarifs. Le niveau du taux de rémunération a été fixé à 7,25 % (réel avant impôt).

Pour la révision des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, la CRE réexaminera le niveau du taux de rémunération. A ce stade, il est envisagé de maintenir un système de taux différenciés pour les nouveaux investissements et les investissements améliorant le fonctionnement du marché.

## **2 Cadre de régulation**

### **a) Durée d'application des tarifs**

L'opportunité de fixer le niveau des tarifs et les principes de tarification pour un horizon de temps de 3 à 5 ans a été étudiée.

Cette approche serait susceptible d'apporter des avantages significatifs en termes de visibilité et d'incitation à la maîtrise des coûts. Cependant, ces avantages ne peuvent se matérialiser pleinement que dans un environnement suffisamment stabilisé, où la structure des tarifs ne doit pas faire l'objet de modifications majeures, et où le régulateur a une appréciation suffisamment précise du niveau de coût efficient des opérateurs pour être en mesure de leur assigner des objectifs de gains de productivité adéquats.

A ce stade, ces conditions préalables ne sont pas réunies. En effet, la structure des tarifs doit évoluer de façon significative d'ici à 2009. En outre, il convient encore de parfaire l'appréciation du niveau de coût efficient à moyen terme des opérateurs. Dans ce contexte, il est prévu que la période de validité des tarifs ne dépasse pas 2 ans.

Afin de renforcer dès à présent la visibilité et l'équité du tarif, il est envisagé de mettre en place un mécanisme de correction d'erreur (voir ci-dessous).

b) Mise en place d'un mécanisme correctif : le compte de régulation des charges et des produits

Les tarifs unitaires sont calculés à partir d'hypothèses de charges et de souscriptions de capacités établies pour la période de validité des tarifs. Il existe un risque que, au cours de cette période, ces hypothèses s'avèrent erronées et que les revenus des GRT ne correspondent pas au niveau de coût effectivement supporté par eux. Lorsque de tels écarts surviennent pour des raisons qui sont difficilement prévisibles lors de l'établissement des tarifs, et que l'impact de ces facteurs d'incertitude n'est pas maîtrisable par les GRT, il peut être légitime de les corriger a posteriori.

Sur la période tarifaire couverte par les tarifs actuels, l'analyse des comptes des opérateurs révèle différents écarts entre les prévisions et les réalisations, qui se sont traduits globalement par des trop-perçus pour les GRT.

Lors de l'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité (TURP2), la CRE a décidé de traiter ces écarts en mettant en place un "Compte de Régulation des Charges et des Produits" (CRCP). Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui est alimenté à intervalle régulier par tout ou partie des écarts de coût ou de revenu constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs au cours des périodes tarifaires suivantes. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte.

Ce compte a été initialisé pour TURP2 en se fondant, d'une part, sur les résultats des audits menés sur les comptes des opérateurs électriques, d'autre part, sur l'examen des comptes de l'exercice 2003 publiés par EDF, qui constituent la première année pleine de mise en œuvre du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, entré en application le 1<sup>er</sup> novembre 2002.

Il est envisagé d'appliquer un mécanisme similaire au transport de gaz. Sur la base des critères énoncés ci-dessus (caractère substantiellement imprévisible et non maîtrisable des facteurs de variation), les postes de charges et de revenu qui sont susceptibles d'être soumis à ce mécanisme correctif sont :

- le revenu des pénalités pour dépassement des tolérances de déséquilibre, pour dépassement de capacité journalière et pour dépassement de capacité horaire ;
- le revenu de l'accès au réseau, qui dépend du niveau de capacité souscrit par les expéditeurs ;
- les charges de capital ;
- les coûts d'achat d'énergie et de flexibilité.

Les écarts constatés sur ces postes pourraient donc être compensés a posteriori. Pour ce faire, il sera tenu compte du fait que le niveau de ces postes de charges et de revenu n'est pas totalement indépendant des actions des GRT, et qu'il convient donc de maintenir une incitation pour les opérateurs à maîtriser leur coûts (achats d'énergie, charges de capital), ou à conserver un comportement commercial adéquat (souscriptions de capacité). Sur certains postes, les écarts pourraient donc n'être compensés que partiellement, selon des règles prédéfinies. Le cas échéant, l'application du mécanisme correctif pourrait être assortie de contrôles supplémentaires sur le caractère efficient et prudent du niveau de charges engagé.

Le périmètre des éléments éligibles au mécanisme correctif, et les modalités retenues pour effectuer les corrections, reflètent l'état de l'environnement économique et du système de régulation au moment de l'établissement des tarifs. Ces éléments sont susceptibles d'évoluer lors des révisions tarifaires ultérieures.

### 3 *Hypothèses de souscription*

#### a) Mise en œuvre des souscriptions normalisées

Dans le cadre des travaux du GTG 2007 relatifs à l'amélioration du système de profilage, il a été décidé, lors des réunions plénières du 30 novembre 2005 et du 7 juin 2006, de mettre en place un système de souscriptions normalisées des capacités de livraison aux points d'interface transport distribution (PITD) à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Ce système consiste en une attribution automatique par les GRT aux expéditeurs des capacités de livraison aux PITD, en fonction du portefeuille de clients alimentés en aval de chaque PITD. Son fonctionnement est décrit dans le document « *Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD* » publié sur le site Internet <http://www.gtg2007.com>

Par ailleurs, la CRE a fait réaliser, en janvier 2006, un audit sur les méthodes de calcul utilisées par les GRT pour déterminer la consommation de pointe au risque 2%. Cet audit a conclu que les méthodes actuelles des deux GRT français sont robustes et permettent de mettre en oeuvre les souscriptions normalisées au 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Pour les expéditeurs desservant des consommateurs finals situés sur le réseau de distribution de Gaz de France, les coefficients multiplicatifs A, permettant de passer de la consommation de pointe calculée à partir des profils de consommation des clients à la capacité de livraison sur le réseau de transport, sont les suivants :

- zone GRTgaz Nord gaz H : 1,141
- zone GRTgaz Nord gaz B : 1,218
- zone GRTgaz Est : 1,021
- zone GRTgaz Ouest : 1,082
- zone GRTgaz Sud : 0,990
- zone TIGF : 1,144

Les valeurs de ces coefficients seront vérifiées par la CRE et inscrites dans les règles tarifaires.

Compte tenu de la dispersion des coefficients A par zone d'équilibrage, il est envisagé d'appliquer un coefficient A moyen (qui serait égal à 1,083), sur le réseau de GRTgaz, pour les expéditeurs desservant des consommateurs finals situés sur le réseau de distribution de Gaz de France.

Pour les expéditeurs desservant des consommateurs finals situés sur le réseau de distribution des entreprises locales de distribution n'ayant pas encore mis en place le profilage, les coefficients multiplicatifs A seront égaux à 1 pour la prochaine période tarifaire.

## b) Autres hypothèses de souscriptions

Les hypothèses de souscriptions sur le réseau principal seront définies de la manière suivante :

- en sortie du réseau principal, elles seront au moins égales à celles retenues pour l'acheminement sur le réseau régional, qui prennent en compte, d'une part, les souscriptions normalisées aux PITD, d'autre part, une prévision des souscriptions de capacités pour les consommateurs industriels directement raccordés au réseau régional de transport. Les prévisions pour ces consommateurs industriels seront établies à partir des capacités réellement souscrites en 2005 et des prévisions d'évolution pour 2006, 2007 et 2008 ;
- pour les autres points du réseau principal, les hypothèses retenues seront établies à partir des capacités réellement souscrites en 2005 et des prévisions d'évolution pour 2006, 2007 et 2008.

## II - Structure tarifaire

### *1 Continuité des principes tarifaires fondamentaux*

Le retour d'expérience sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport conduit à conserver, pour la prochaine période tarifaire, les principes généraux de tarification actuellement en vigueur :

- un tarif 100 % à la capacité ;
- un tarif entrée-sortie sur le réseau principal, avec 5 zones d'équilibrage ;
- un tarif à la distance sur le réseau régional.

### *2 Simplification des tarifs*

#### a) Péréquation du terme de sortie et suppression des zones de sortie du réseau principal

Les tarifs actuellement en vigueur distinguent différentes zones de sortie (41 pour GRTgaz et 10 pour TIGF). A chacune d'elles est associé un terme tarifaire de capacité de sortie du réseau principal.

Dans le cadre des prochains tarifs, il est envisagé de péréquer le terme tarifaire de sortie, ce qui permettrait de supprimer la notion de zone de sortie.

En effet, la configuration maillée du réseau principal de transport rend délicate et en partie arbitraire la détermination de coûts de sortie du réseau principal différenciés. Un tarif péréqué sur le réseau principal reflèterait donc aussi bien les coûts qu'un tarif non péréqué et apporterait les bénéfices suivants :

- simplification pour les utilisateurs des réseaux de transport;
- stabilité des tarifs. Les termes de sortie en différents points du réseau ne risqueront plus de changer à chaque révision tarifaire, en fonction de l'évolution des flux de gaz dominants sur le réseau.

En pratique, au lieu de souscrire des capacités de sortie pour chaque zone de sortie, les expéditeurs souscriraient une unique capacité de sortie par zone d'équilibrage. Sur la base du tarif actuellement en vigueur, le terme de sortie du réseau principal, après péréquation, serait de :

- 59,5 €/MWh/j par an sur le réseau de GRTgaz ;
- 50 €/MWh/j pour la saison d'hiver et 39 €/MWh/j pour la saison d'été sur le réseau de TIGF.

Par ailleurs, le dispositif du terme de proximité serait maintenu dans les zones concernées sur les réseaux de GRTgaz et TIGF.

Les simulations montrent que l'impact financier de la péréquation serait modéré pour les expéditeurs. En revanche, les clients finals seraient directement impactés à la hausse ou à la baisse.

Pour laisser le temps aux fournisseurs d'adapter leurs offres commerciales, il est envisagé de n'appliquer la péréquation du terme de sortie du réseau principal qu'à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2007 ou du 1<sup>er</sup> janvier 2008.

#### b) Désaisonnalisation du tarif de sortie du réseau principal de TIGF

Le tarif de TIGF comprend aujourd'hui des termes de sortie du réseau principal saisonnalisés : un terme d'hiver (novembre à mars) et un terme d'été (avril à octobre).

Dans un souci de simplification, il est envisagé de "désaisonnaliser" les termes de sortie du réseau principal de TIGF.

Sur la base du tarif actuellement en vigueur, le terme de sortie du réseau principal de TIGF, après péréquation et désaisonnalisation, serait de 70 €/MWh/j par an.

#### c) Coordination entre les opérateurs d'infrastructures français

Afin de permettre aux expéditeurs d'utiliser dans des conditions optimales l'ensemble des infrastructures de gaz naturel (réseaux de transport et de distribution, terminaux méthaniers, stockages), la coordination entre les opérateurs de ces infrastructures doit être améliorée.

##### (i) *Interconnexion entre GRTgaz et TIGF*

Pour acheminer du gaz entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF, il est nécessaire aujourd'hui de souscrire une capacité de sortie chez l'un des deux GRT et une capacité d'entrée chez l'autre. L'application par chaque GRT du principe de tarification entrée-sortie, de façon non coordonnée, entraîne des difficultés pour les utilisateurs des réseaux :

- les capacités publiées par chaque GRT ne sont pas égales ;
- les règles d'allocation de capacités ne sont pas les mêmes ;
- les mécanismes de redistribution de capacités en cas de congestion sont différents.

Par ailleurs le tarif de GRTgaz comprend des capacités annuelles, alors que le tarif de TIGF comprend des capacités saisonnières.

Pour résoudre ces difficultés, deux options sont envisagées :

1<sup>ère</sup> option : pour chaque interconnexion (TIGF / zone Sud de GRTgaz et TIGF / zone Ouest de GRTgaz), le prochain tarif ne comprendrait qu'un seul terme tarifaire, commun aux deux GRT. Il reviendrait ensuite à GRTgaz et TIGF de mettre en place une structure commune de commercialisation et de gestion opérationnelle et d'organiser un système de répartition des revenus correspondants ;

2<sup>ème</sup> option : le principe de vente séparée de deux produits à chaque interconnexion (un pour chaque GRT) serait maintenu. Toutefois, les capacités commercialisées par chaque GRT seraient mises en cohérence dans le prochain tarif, soit sur une base annuelle, soit sur une base saisonnière. En outre, il serait demandé aux deux GRT de mettre en place :

- une publication commune des capacités disponibles ;

- un système coordonné assurant que, si un utilisateur souscrit une capacité chez un GRT, il disposera automatiquement de la capacité équivalente chez l'autre ;
- un fonctionnement coordonné des systèmes de redistribution de capacités en cas de congestion ;
- un système unique de nomination et de renomination.

(ii) *Interface entre réseau de transport et terminaux méthaniers*

Il est envisagé d'adapter le tarif d'entrée sur le réseau de transport aux points Fos et Montoir, de façon à garantir à tout expéditeur détenant des capacités de regazéification sur un terminal méthanier qu'il disposera des capacités de transport correspondantes.

Pour le point d'entrée Montoir, il est prévu d'inclure dans les règles tarifaires les dispositions suivantes :

- une capacité ferme d'entrée égale à  $1/30^{\text{ème}}$  de la capacité de regazéification souscrite serait allouée à tout expéditeur souscrivant des capacités de regazéification en service « bandeau » ou « spot », de façon synchronisée avec le programme d'émission du terminal, c'est-à-dire en mois glissant et non pas en mois calendaire. Le tarif pour un mois glissant serait égal à  $1,5/12^{\text{ème}}$  du terme annuel de capacité ferme d'entrée ;
- chaque jour, la capacité ferme d'entrée qui n'a pas été allouée en mois glissant aux expéditeurs ayant souscrit des capacités de regazéification en services « bandeau » et « spot », ainsi que 100 % de la capacité d'entrée interruptible, seraient allouées aux expéditeurs ayant souscrit des capacités de regazéification en service continu, au prorata de leurs capacités de regazéification souscrites en service continu. Le tarif pour un jour serait égal à  $1/365^{\text{ème}}$  du terme annuel de capacité ferme d'entrée.

En outre, il est prévu de définir des règles tarifaires répondant au même objectif pour le point d'entrée Fos.

d) Regroupement du terme fixe de livraison et du terme de capacité de livraison pour les PITD

Le terme fixe de livraison aux PITD est aujourd'hui égal à :

- 3 €/MWh/j par an de capacité de livraison souscrite, plafonné à 3600 € par an multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD, chez GRTgaz ;
- 3 €/MWh/j par an de capacité de livraison souscrite, plafonné à 1800 € par an multiplié par le nombre de postes de livraison du PITD, chez TIGF.

Il est proposé, pour les PITD, de supprimer le plafonnement et de regrouper le terme fixe de livraison avec le terme de capacité de livraison qui, sur la base du tarif actuel, deviendrait égal à :

- 21 €/MWh/j par an, chez GRTgaz ;
- 13 €/MWh/j par an, chez TIGF.



### 3 Amélioration du reflet des coûts

#### a) Répartition des recettes tarifaires entre le réseau principal et le réseau régional

Les recettes de chaque GRT doivent refléter la structure des coûts des infrastructures qu'il exploite. Or, pour les deux GRT, les recettes perçues sur le réseau principal sont aujourd'hui supérieures aux coûts engendrés par le réseau principal, alors que les recettes sur le réseau régional sont inférieures aux coûts du réseau régional.

Afin d'éviter une hausse trop brutale des termes tarifaires concernant le réseau régional, la CRE avait, lors des tarifs précédents, initié un rééquilibrage partiel des revenus de chaque GRT.

Pour GRTgaz, la répartition actuelle des recettes est 55 % réseau principal / 45 % réseau régional, alors que les coûts sont répartis à raison de 50 % pour le réseau principal et 50 % pour le réseau régional.

Il est envisagé, pour les prochains tarifs, d'aligner la structure des recettes de GRTgaz sur celle de ses coûts. Sur la base du tarif actuel, cela conduirait, pour GRTgaz, à une hausse d'environ 10 % du terme tarifaire relatif au réseau régional. Parallèlement, les termes suivants, relatifs au réseau principal, seraient réduits d'environ 20 % :

- termes d'entrée à Dunkerque, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Fos, Montoir ;
- termes de liaisons entre les zones Nord et Ouest et entre les zones Nord et Est ;
- termes de sortie vers TIGF et d'entrée en provenance de TIGF.

Pour TIGF, la répartition actuelle des recettes est 56 % réseau principal / 44 % réseau régional, les coûts étant répartis à raison de 53 % pour le réseau principal et 47 % pour le réseau régional. Compte tenu de la hausse prévisible des coûts sur le réseau principal due aux investissements importants à venir, il est envisagé de ne pas procéder à un nouveau rééquilibrage pour le tarif de TIGF.

#### b) Redistribution annuelle des pénalités

Les tarifs actuels prévoient deux types de pénalités :

- les pénalités pour dépassement des tolérances de déséquilibre ;
- les pénalités pour dépassement des capacités journalières ou horaires.

Le système de pénalisation actuel est neutre financièrement pour les GRT, dans la mesure où les pénalités facturées par les GRT aux expéditeurs, sur une période tarifaire, sont déduites du revenu à couvrir par les tarifs, sur la période tarifaire suivante.

Il est envisagé de mettre en place une redistribution annuelle de ces pénalités, à partir de l'année 2007, qui serait assurée par chaque GRT, en début d'année suivante, sous la forme d'un avoir sur la facture d'acheminement des expéditeurs. Cette redistribution pourrait être répartie entre les expéditeurs de la façon suivante :

- pour les pénalités d'équilibrage : proportionnellement au périmètre d'équilibrage de chaque expéditeur ;
- pour les pénalités pour dépassement de capacité journalière et horaire : proportionnellement aux capacités de livraisons journalières et horaires souscrites pour les consommateurs industriels directement raccordés au réseau régional de transport.

#### **4 Renforcement des souplesses offertes aux expéditeurs**

Les règles tarifaires actuelles comprennent des mécanismes permettant d'optimiser l'utilisation des réseaux de transport et d'éviter les refus d'accès. Il est prévu, dans la prochaine proposition tarifaire de la CRE, de renforcer les souplesses offertes par les GRT.

##### a) Généralisation de l'UIOLI court terme

GRTgaz propose depuis décembre 2005, à titre expérimental, un service de « *use it or lose it* » court terme interruptible (UIOLI CT) qui permet, en cas de congestion en un point donné, d'optimiser l'utilisation du réseau de transport en vendant les capacités quotidiennes non utilisées.

Ce service est conforme au règlement (CE) n° 1775/2005 du Parlement européen et du Conseil, du 28 septembre 2005, concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

Il est envisagé d'inclure ce service dans les tarifs de GRTgaz et TIGF, avec un prix égal à 1/500<sup>ème</sup> du prix de la souscription ferme de capacité annuelle du point considéré.

Lorsque le total des demandes des expéditeurs est supérieur à la capacité disponible en un point donné, les capacités sont attribuées aux expéditeurs au prorata de leurs demandes. Pour éviter que les expéditeurs ne fassent des demandes supérieures à leurs besoins, ce terme pourrait être facturé selon les modalités suivantes :

- un terme proportionnel à la demande, qui pourrait représenter 20 % du prix total ;
- un terme proportionnel à la capacité effectivement attribuée, qui pourrait représenter 80 % du prix total.

##### b) Evolution de l'offre de capacité restituable de GRTgaz

Les règles tarifaires actuelles prévoient que, sur les entrées, les liaisons entre zones d'équilibrage et les PIR Hérault et Dordogne, 15% de la part de capacité ferme annuelle souscrite par un expéditeur qui dépasse 20% de la capacité ferme annuelle totale, est convertie en capacité restituable.

Cette capacité est restituée sous forme d'une souscription annuelle à préavis court, ce qui ne permet pas aux expéditeurs qui en bénéficient de s'engager sur une durée compatible avec le développement d'un portefeuille de clients finals.

Il est donc prévu dans les prochains tarifs d'offrir aux expéditeurs la possibilité de souscrire les capacités restituables pour une durée allant de un à quatre ans.

Par ailleurs, compte tenu de la saturation des capacités restituables, il est envisagé de limiter le total des capacités restituables pouvant être souscrites par un expéditeur sur tous les points d'entrée à la somme des capacités de livraison dont il dispose, directement ou indirectement.

##### c) Vente aux enchères de capacités quotidiennes

La possibilité de souscrire des capacités quotidiennes fermes est offerte aux expéditeurs depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Actuellement, sur certains points, une part importante des capacités quotidiennes disponibles n'est pas vendue.

De façon à obtenir une utilisation maximale du réseau de transport, il est envisagé d'autoriser les GRT à commercialiser les capacités quotidiennes non vendues, suivant un mécanisme d'enchères, après la

fin de la période de vente des capacités fermes journalières au tarif régulé (soit à partir de J - 1 à 6 heures).

d) Offre de capacités mensuelles interruptibles à Larrau et Biriadou par TIGF

TIGF propose depuis début 2006, à titre expérimental, des capacités mensuelles et quotidiennes interruptibles en entrée à Larrau (sens Espagne vers France) et en sortie à Biriadou (sens France vers Espagne). Il est prévu d'intégrer cette offre dans les prochains tarifs.

e) Minimisation de la gêne occasionnée par les travaux

Les travaux nécessaires à la maintenance des réseaux et au développement des infrastructures entraînent des indisponibilités sur le réseau, qui gênent l'acheminement des expéditeurs.

Il est nécessaire que les GRT soient incités à limiter l'incidence des travaux, tout en respectant leurs obligations réglementaires. Pour cela, deux options sont envisagées :

- les GRT pourraient proposer aux expéditeurs, en cas d'indisponibilité sur le réseau, des services complémentaires de type parking ou swaps entre zones d'équilibrage, pour des quantités limitées ;
- un système de remboursement aux expéditeurs, par les GRT, de la valeur des capacités interrompues au-delà d'un volume de travaux prédéfini pourrait être mis en place.

f) Tarification du service de conversion de gaz H en gaz B de GRTgaz :

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, GRTgaz offre un service de conversion de gaz H en gaz B sur une base annuelle. Ce service de conversion est facturé par GRTgaz à son coût d'achat auprès de Gaz de France Négoce, soit :

- un terme fixe de 133 €/MWh/j par an ;
- un terme proportionnel aux quantités de 0,16 €/MWh.

Pour les prochains tarifs, il est envisagé de diminuer le prix de ce service, ce qui aurait pour conséquence d'en faire supporter une partie du coût par les expéditeurs livrant des consommateurs alimentés en gaz H.

Par ailleurs, il est prévu que GRTgaz commercialise des capacités mensuelles de conversion. Le tarif de ces capacités mensuelles de conversion serait similaire au tarif des capacités mensuelles d'acheminement sur le réseau régional :

Janvier	8/12 <sup>ème</sup> du tarif annuel	Juillet	0,5/12
Février	8/12	Août	0,5/12
Mars	2/12	Septembre	1/12
Avril	1/12	Octobre	1/12
Mai	1/12	Novembre	2/12
Juin	1/12	Décembre	4/12

g) Tarification du service de transfert du gaz B en gaz H de GRTgaz

GRTgaz propose depuis mi-2005, à titre expérimental, un service de transfert de gaz B en gaz H reposant sur des installations physiques de mélange de gaz. Ce service est interruptible car les capacités de fonctionnement de ces installations dépendent des conditions d'exploitation du réseau et ne peuvent être garanties en permanence.

Il est prévu d'inclure dans les prochains tarifs ce service interruptible de transfert de gaz B en gaz H. Le tarif de ce service serait égal au différentiel de prix entre les points d'entrée Taisnières H et Taisnières B, soit, dans le cadre du tarif actuel, 24,48 €/MWh/j par an.

## 5 *Evolutions techniques complémentaires*

a) Tarification spécifique pour les nouveaux sites à consommation importante situés à proximité des points d'entrée du réseau de transport

Il est envisagé de proposer une offre d'acheminement interruptible à préavis court pour les nouveaux sites à forte consommation de gaz (seuil de 10 GWh/jour), par exemple des centrales à cycle combiné, et situés à proximité d'un point d'entrée du réseau de gaz H.

L'alimentation de ces sites serait interrompue avec un préavis de l'ordre de 2 heures en cas d'arrêt ou de mauvais fonctionnement du point d'entrée concerné. Ce mode de fonctionnement permettrait aux GRT de ne pas réaliser les investissements lourds qui seraient nécessaires s'ils devaient assurer l'approvisionnement de ces sites en toutes conditions.

En contrepartie, les sites souscrivant cette offre bénéficieraient d'une réduction de tarif.

b) Simplification des pénalités pour dépassement de capacité journalière

Les tarifs actuels prévoient l'application de pénalités pour les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport régional et de livraison, dont le calcul, basé sur le prix mensuel de la capacité journalière, peut s'avérer complexe.

Il est envisagé pour les prochains tarifs d'utiliser, pour le calcul de ces pénalités, le prix de la souscription quotidienne de capacité journalière, de la façon suivante :

- maintien de la tolérance de 3 % ;
- pour la part du dépassement comprise entre 3 % et 10 %, la pénalité serait égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne de la capacité ferme concernée, soit une fois le prix mensuel au lieu de trois fois aujourd'hui ;
- pour la part du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité serait égale à 40 fois le prix de la souscription quotidienne de la capacité ferme concernée, soit deux fois le prix mensuel au lieu de six fois aujourd'hui.

Par rapport au système actuel, le montant des pénalités serait diminué pour les dépassements isolés, mais augmenté pour les dépassements répétés. En contrepartie, les GRT donneraient la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement de capacité est constaté, sous réserve des disponibilités du réseau.

### c) Evolution des pénalités pour dépassement de capacité horaire

Les tarifs actuels prévoient que toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20<sup>ème</sup> de la capacité journalière souscrite. Les expéditeurs peuvent également bénéficier, dans la mesure des disponibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, en acquittant un complément de prix.

Ces tarifs prévoient également des pénalités pour les dépassements de capacité horaire de transport, dont le calcul est basé sur le prix mensuel de la capacité journalière. Ces pénalités sont aujourd'hui appliquées par TIGF, mais ne sont pas appliquées par GRTgaz.

Pour les prochains tarifs, il est prévu de modifier le système de pénalisation des dépassements de capacité horaire, en cohérence avec l'évolution prévue pour la pénalisation des dépassements de capacité journalière, selon les principes suivants :

- maintien de la tolérance de 10 % sur la capacité horaire ;
- pour la part du dépassement comprise entre 10 % et 20%, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de la capacité ferme concernée, soit une fois le prix mensuel au lieu de trois fois aujourd'hui ;
- pour la part du dépassement supérieure à 20 %, la pénalité est égale à 90 fois le prix de la souscription quotidienne de la capacité ferme concernée, soit deux fois le prix mensuel au lieu de six fois aujourd'hui.

Par ailleurs, pour GRTgaz, il est envisagé, pour assouplir la mise en œuvre de ce mécanisme, que les pénalités ne soient appliquées qu'aux seuls consommateurs ne recalant pas leurs souscriptions de capacité après un premier dépassement constaté.

### d) Tarification des points frontaliers avec la Suisse

Pour livrer les clients situés en aval des PITD Pontarlier, Morteau et Gex, qui sont alimentés directement depuis la Suisse, sans être reliés au réseau de transport de gaz français, deux alternatives sont proposées aux expéditeurs dans les règles tarifaires actuelles :

- passer par la Suisse ;
- passer par le point d'échange de gaz, en payant un supplément de prix correspondant au coût supporté par GRTgaz pour acheminer le gaz en Suisse, « *sous réserve d'un accord entre GRTgaz et l'opérateur suisse* ».

Les conditions tarifaires correspondantes seront définies dans le prochain tarif.

En outre, il est envisagé de traiter les points de sortie vers la Suisse (La Cure, Saint Julien, La Louvière) comme les autres points d'interconnexion, afin de rendre possible la souscription des éventuelles capacités disponibles par tous les fournisseurs.

La CRE invite toutes les parties intéressées à adresser leur contribution, **au plus tard le 8 septembre 2006** :

- sur le site Internet de la CRE, sous la rubrique « Consultations publiques », en utilisant la fonction « Contribuer » (possibilité de transmettre un document électronique) ;
- par courrier électronique, à l'adresse suivante : com@cre.fr ;
- par courrier postal à : 2, rue du Quatre Septembre - 75084 Paris Cedex 02 – France ;
- en rencontrant les services de la Commission, en s'adressant à la Direction des réseaux et Infrastructures de gaz (téléphone : 01 44 50 41 72),
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

La synthèse des contributions à cette consultation sera rendue publique par la Commission, sous réserve des secrets protégés par la loi. A la demande des personnes consultées, la confidentialité de leur contribution et/ou l'anonymat de celle-ci seront garantis.

A titre indicatif, quelques questions sont énumérées ci-après :

### **Questions à caractère général et financier**

1. Pensez-vous que le niveau du taux de base en vigueur (7,75% réel, avant impôt) est cohérent avec le profil de risque de l'activité de transport de gaz, et avec l'économie générale du système de régulation en vigueur ? Pouvez-vous argumenter votre réponse ?
2. Pensez-vous que la prime (actuellement de 125 points de base) appliquée aux nouveaux investissements est justifiée, compte tenu de la nécessité d'inciter les opérateurs à développer les capacités de transport ? Que pensez-vous du niveau de cette prime ? Pouvez-vous argumenter votre réponse ?
3. Que pensez-vous de la durée d'application des tarifs envisagée par la CRE ?
4. Que pensez-vous du mécanisme de correction entre les prévisions et les réalisations envisagé ? Pensez-vous qu'il est opportun de prévoir une incitation financière pour les opérateurs à développer les souscriptions de capacité sur le réseau ?
5. Dans le cadre de la mise en place des souscriptions normalisées, préférez-vous des coefficients A différenciés par zone d'équilibrage de GRTgaz, ou un coefficient A moyen ?

### **Questions à caractère technique**

#### **Simplification des tarifs**

6. Etes-vous favorable à la péréquation du terme de sortie du réseau principal et à la suppression des zones de sortie (à l'exception des zones de proximité) ? Si oui, êtes-vous favorable à une mise en œuvre immédiate, ou souhaitez-vous qu'elle soit reportée au 1<sup>er</sup> juillet 2007 ou au 1<sup>er</sup> janvier 2008 ?
7. Etes-vous favorable à la désaisonnalisation du terme de sortie du réseau de TIGF ?
8. Quelle est votre expérience sur le fonctionnement des interconnexions entre les réseaux GRTgaz et TIGF ? Quelles sont les améliorations que vous jugez souhaitables ou indispensables ? Préférez-vous que les termes tarifaires aux interconnexions soient annuels ou saisonniers ?

9. Quelle est votre expérience du fonctionnement des interfaces entre GRTgaz et Gaz de France DGI aux points d'entrée Fos et Montoir ? Approuvez-vous les propositions faites dans ce document ?

### **Amélioration du reflet des coûts**

10. Quelle est votre position sur le principe de rééquilibrage des tarifs entre le réseau régional et le réseau principal ?
11. Etes-vous favorable à un mécanisme annuel de redistribution des pénalités ? Approuvez-vous les clés de répartition envisagées ? Si non, quelles clés vous paraîtraient pertinentes ?

### **Renforcement des souplesses**

12. Quelle est votre expérience concernant le service "Use It or Lose It" court terme mis en place à titre expérimental par GRTgaz depuis décembre 2005 (prix, modalités) ?
13. Etes-vous favorable aux évolutions proposées concernant les capacités restituables (souscriptions jusqu'à 4 ans, plafonnement des capacités) ?
14. Etes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme d'enchères pour les capacités quotidiennes non vendues ?
15. Que pensez-vous des programmes de travaux des deux transporteurs, notamment par comparaison avec les programmes de travaux des transporteurs dans d'autres pays ? Que pensez-vous d'un mécanisme d'incitation de type "remboursement" ? Seriez-vous favorable à la mise en place des services complémentaires, et si oui, lesquels ?
16. Etes-vous favorable à une diminution du prix du service de conversion de gaz H en gaz B, qui reviendrait à en faire supporter une partie par les expéditeurs alimentant des clients finals en gaz H ? Etes-vous favorable à la mise en place d'un service mensuel de conversion ?

### **Evolutions techniques complémentaires**

17. Que pensez-vous de l'offre interruptible à préavis court pour les sites à consommation importante situés à proximité des points d'entrée du réseau de transport ?
18. Etes-vous favorable à l'évolution proposée des pénalités pour dépassement de capacité journalière et horaire ?
19. Que pensez-vous des propositions faites concernant les points frontaliers avec la Suisse ?