

Proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juillet 2008 pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Maurice MEDA, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Eric DYEUVRE, Monsieur Hugues HOURDIN, Monsieur Jean-Christophe LE DUIGOU, Monsieur Pascal LOROT et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel, proposés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) le 10 novembre 2006, pour une durée de deux ans, sont appliqués par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), GRTgaz et TIGF, depuis le 1^{er} janvier 2007.

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, la CRE propose aujourd'hui de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2009.

Pour établir sa proposition, la CRE a mené deux consultations publiques (du 12 juillet au 4 septembre 2007 et du 13 mai au 6 juin 2008), organisé deux tables rondes avec les acteurs du marché, le 25 octobre 2007 et le 18 juin 2008, et procédé aux auditions des GRT. Comme pour les précédents, ces tarifs ont été établis en prenant en considération, d'une part, les charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la sécurité des réseaux et installations et, d'autre part, les charges de capital (amortissement et rémunération des biens utilisés au titre de l'activité de transport).

La présente proposition tarifaire apporte les changements suivants par rapport aux tarifs de transport de gaz actuellement en vigueur :

1. une nouvelle structure du transport de gaz en France, réduisant à trois le nombre de zones d'équilibrage et simplifiant l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF ;
2. un nouveau régime de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz. Ce nouveau régime apporte plus de visibilité aux opérateurs en étendant le principe d'une incitation financière de 300 points de base sur dix ans aux investissements structurants permettant de créer de nouvelles capacités d'acheminement sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage. En contrepartie, la suppression de la majoration de 125 points de base antérieurement applicable à tous les investissements permet de mieux cibler l'incitation ;
3. une meilleure visibilité tarifaire pour les transporteurs et pour les utilisateurs des réseaux. Pour GRTgaz, la période tarifaire est portée à quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. Pour TIGF, la période tarifaire est fixée pour deux ans, afin de mieux appréhender les effets éventuels de la nouvelle réglementation sur la sécurité des réseaux. Pour les deux opérateurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans et un système de régulation incitative de la qualité de service est mis en place.

La présente proposition tarifaire prévoit des hausses des tarifs de transport de gaz dues à trois facteurs principaux :

- le programme important d'investissements mené par les transporteurs, dont le coût n'est pas totalement compensé par les souscriptions supplémentaires de capacités ;
- les effets de la nouvelle réglementation en matière de sécurité sur les coûts d'exploitation et de maintenance des réseaux ;
- la hausse des coûts de l'énergie nécessaire au fonctionnement des réseaux, qui entraîne, toutes choses égales par ailleurs, une hausse des tarifs unitaires de plus de 3 %.

Pour GRTgaz, en 2009, la hausse du revenu autorisé, exprimée en euros courants, est de 8 % par rapport au tarif actuel, ce qui se traduit par une hausse moyenne du tarif unitaire d'environ 6 %. De 2010 à 2012, la hausse moyenne annuelle du tarif unitaire est d'environ 2,8 % par an, en euros courants.

Pour TIGF, sur la période 2009-2010, la hausse moyenne du revenu autorisé est de 20 % par rapport au tarif actuel, ce qui se traduit par une hausse moyenne du tarif unitaire d'environ 10 %, en euros courants.

Ces hausses s'accompagnent d'une amélioration du service offert aux utilisateurs des réseaux, rendue possible par la refonte de l'offre d'acheminement sur les réseaux de transport de gaz.

Les nouveaux investissements, en augmentant les capacités d'entrée de gaz sur le territoire et en supprimant des congestions internes au réseau, renforceront la sécurité d'approvisionnement et faciliteront le développement de la concurrence.

Dans la partie nord du territoire, la création d'une grande zone d'équilibrage permettra aux consommateurs d'accéder à des offres plus nombreuses et variées, et aux fournisseurs de desservir une clientèle plus large à partir d'un même point d'entrée de gaz.

Dans la partie sud du territoire, la mise en service du terminal de Fos Cavaou et la simplification de l'interface entre GRTgaz et TIGF amélioreront les conditions d'accès au réseau de transport et le fonctionnement du marché.

Toutefois, de nouvelles évolutions de la structure du transport devront être envisagées pour simplifier encore l'offre d'acheminement et prendre en compte le développement des interconnexions avec la péninsule ibérique et, le cas échéant, la mise en service de nouveaux terminaux méthaniers.

Table des matières

EXPOSE DES MOTIFS	6
I - CADRE DE REGULATION.....	6
1. GRTGAZ.....	6
2. TIGF	7
3. PRINCIPES GENERAUX DE REMUNERATION DES ACTIFS ET D'INCITATION A L'INVESTISSEMENT	7
4. COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP)	8
5. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	9
II - NIVEAU DES TARIFS	10
1. MODALITES DE CALCUL DES CHARGES D'EXPLOITATION.....	10
1.1. <i>Audit des prévisions d'évolution des charges de GRTgaz et de TIGF</i>	10
1.2. <i>Charges centrales payées par GRTgaz à Gaz de France</i>	11
1.3. <i>Dépenses de sécurité</i>	11
1.4. <i>Achats d'énergie</i>	11
1.5. <i>Etude de faisabilité du raccordement de la Corse au gazoduc GALSI</i>	11
2. CHARGES DE CAPITAL.....	12
2.1. <i>Base d'Actifs Régulée</i>	12
2.2. <i>Taux de rémunération des actifs</i>	13
2.3. <i>Système d'incitation à l'investissement</i>	13
2.4. <i>Rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service</i>	14
2.5. <i>Traitement des coûts échoués</i>	15
3. CHARGES TOTALES A COUVRIR.....	15
3.1. <i>Charges d'exploitation</i>	15
3.2. <i>Charges de capital</i>	16
3.3. <i>Prise en compte du CRCP 2007-2008</i>	17
3.4. <i>Revenu autorisé</i>	18
III - SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES DE TRANSPORT PREVISIONNELLES	19
1. RESEAU PRINCIPAL	19
2. RESEAU REGIONAL ET LIVRAISON.....	19
3. EVOLUTION GLOBALE DES SOUSCRIPTIONS.....	20
IV - STRUCTURE DES TARIFS	21
1. SCHEMA D'ENSEMBLE	21
1.1. <i>Nomination à la liaison entre zone Nord et zone Sud de GRTgaz</i>	22
1.2. <i>Commercialisation coordonnée des capacités à l'interface GRTgaz Sud-TIGF</i>	22
2. EVOLUTION DU NIVEAU DES DIFFERENTS TERMES TARIFAIRES	23
2.1. <i>Niveau des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et à l'interface entre GRTgaz et TIGF</i>	23
2.2. <i>Répercussion de la disparition des liaisons Nord-Est et Nord-Ouest sur le réseau de GRTgaz</i>	23
2.3. <i>Répartition des recettes tarifaires entre le réseau principal et le réseau régional</i>	23
2.4. <i>Capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud</i>	24
2.5. <i>Synthèse sur l'évolution du niveau des termes tarifaires</i>	24
3. COORDINATION ENTRE LES OPERATEURS D'INFRASTRUCTURES GAZIERES	24
3.1. <i>Interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers</i>	24
3.2. <i>Interface entre les réseaux de transport et les stockages</i>	26
4. EVOLUTION DE L'OFFRE DE SERVICE AUX UTILISATEURS DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ	28
4.1. <i>Suppression des capacités interruptibles de livraison aux PITD</i>	28
4.2. <i>Accès des industriels aux PEG</i>	28
4.3. <i>Niveau des termes tarifaires aux PEG</i>	29
4.4. <i>Modalités d'accès au réseau de transport des centrales à cycle combiné gaz</i>	29
4.5. <i>Evolution de l'offre de capacité restituable de GRTgaz</i>	29
4.6. <i>Vente aux enchères de capacités quotidiennes</i>	29
4.7. <i>Plateforme relative au marché secondaire des capacités</i>	29
4.8. <i>Offre de souscription quotidienne pour les essais des sites industriels</i>	30
5. EVOLUTION DES REGLES TARIFAIRES.....	30

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL	31
I. DEFINITIONS.....	31
II. PRINCIPES DE REMUNERATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ	34
1. CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL	34
2. TAUX DE REMUNERATION.....	34
3. INCITATION A L'INVESTISSEMENT.....	34
III. TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ.....	35
1. TRAJECTOIRE DE REVENU AUTORISE	35
1.1. <i>Prise en compte du solde du CRCP en cours de période tarifaire</i>	36
2. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ.....	36
3. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ APPLICABLE AU 1 ^{ER} JANVIER 2009	36
3.1. <i>Acheminement sur le réseau principal</i>	36
3.2. <i>Acheminement sur le réseau régional</i>	40
3.3. <i>Livraison du gaz</i>	41
3.4. <i>Souscription mensuelle de capacités</i>	42
3.5. <i>Souscription quotidienne de capacités</i>	43
3.6. <i>Capacité horaire de livraison</i>	43
3.7. <i>Services complémentaires</i>	44
3.8. <i>Offre d'acheminement interruptible à préavis court</i>	44
3.9. <i>Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz</i>	45
3.10. <i>Conversion de qualité de gaz</i>	45
3.11. <i>Tolérance optionnelle d'équilibrage</i>	46
IV. TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF	47
1. REVENU AUTORISE	47
2. PRISE EN COMPTE DU SOLDE DU CRCP EN FIN DE PERIODE TARIFAIRE	47
3. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF APPLICABLE AU 1 ^{ER} JANVIER 2009	47
3.1. <i>Acheminement sur le réseau principal</i>	47
3.2. <i>Acheminement sur le réseau régional</i>	49
3.3. <i>Livraison du gaz</i>	50
3.4. <i>Souscription mensuelle de capacités</i>	51
3.5. <i>Souscription quotidienne de capacités</i>	51
3.6. <i>Capacité horaire de livraison</i>	52
3.7. <i>Services complémentaires</i>	53
3.8. <i>Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz, hors Lacq</i>	53
V. CESSION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	54
VI. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	54
1. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE JOURNALIERE	54
1.1. <i>Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière</i>	54
1.2. <i>Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière</i>	54
2. PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE HORAIRE.....	55
3. REDISTRIBUTION ANNUELLE DES PENALITES POUR DEPASSEMENT DE CAPACITE	56
VII. POINTS NOTIONNELS D'ECHANGE DE GAZ SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF .	56
VIII. MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT.....	56
1. INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT DONNANT LIEU A INCITATION FINANCIERE.....	57
1.1. <i>Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires</i>	57
1.2. <i>Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport</i>	58
1.3. <i>Taux de disponibilité du portail des GRT</i>	58
2. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT.....	59

2.1. Indicateurs relatifs à la qualité des données transmises.....	59
2.2. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance	60
2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs	60
2.4. Indicateurs relatifs à l'environnement	61
IX. ANNEXES	61

EXPOSE DES MOTIFS

I - Cadre de régulation

L'exposé des motifs de la proposition tarifaire du 10 novembre 2006 précisait que « *Les tarifs de la présente proposition ont été conçus pour s'appliquer pour une durée de deux ans à partir du 1^{er} janvier 2007. En effet, la création d'une grande zone d'équilibrage Nord en France, qui permettra l'émergence, à terme, de deux hubs gaziers en France, interviendra au plus tard le 1^{er} janvier 2009 et rendra nécessaire une révision de la structure des tarifs* ».

La présente proposition tarifaire comprend un tarif pour GRTgaz et un tarif pour TIGF, destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2009. Le réseau de transport de chaque GRT est composé du réseau principal et du réseau régional.

1. GRTgaz

La réduction du nombre de zones d'équilibrage sur le réseau de transport de GRTgaz à compter du 1^{er} janvier 2009 et le retour d'expérience sur les précédents tarifs permettent l'introduction d'un nouveau cadre de régulation, portant la période tarifaire à quatre ans et introduisant une régulation incitative pour améliorer le niveau de productivité et la qualité de service de l'opérateur.

La trajectoire du revenu autorisé pour GRTgaz, fixée sur une durée de quatre ans, est définie, 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 ;
- la trajectoire des charges d'exploitation calculée :
 - pour 2009, à partir du niveau de charges retenu par la CRE, tel que décrit au II.3 du présent exposé des motifs ;
 - 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 %.

Ceci se traduit par une hausse du revenu autorisé de GRTgaz, en 2009 par rapport à la moyenne 2007-2008, de 8 % en euros courants. Sur la base des hypothèses d'inflation retenues, le revenu autorisé de GRTgaz augmente en moyenne, sur la période 2010-2012, de 4,6 % par an, en euros courants.

Les gains de productivité éventuels, qui pourraient être réalisés par GRTgaz sur une assiette de charges d'exploitation maîtrisables, constituée des charges nettes de l'opérateur diminuées des charges centrales retenues et des postes de charges et de produits couverts par le mécanisme du CRCP, seront calculés en fin de période tarifaire. GRTgaz conservera 50 % des gains réalisés. Les 50 % restants viendront en diminution des charges à recouvrer dans le prochain tarif. Ce mécanisme permet d'inciter l'opérateur à maîtriser ses charges d'exploitation, tout en faisant bénéficier les utilisateurs d'une partie des gains de productivité réalisés.

Compte tenu des prévisions de souscriptions, le tarif moyen de GRTgaz, exprimé en euros courants, augmente en 2009 par rapport au tarif précédent d'environ 6 %. Sur la période 2010-2012, il devrait augmenter en moyenne d'environ 2,8 % par an.

La grille tarifaire détaillée de GRTgaz sera mise à jour au 1^{er} avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacité, des données d'inflation constatées et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie. La date du 1^{er} avril permet d'assurer la cohérence avec les périodes de commercialisation des capacités aux liaisons entre zones d'équilibrage et à l'interface entre les transporteurs, les évolutions des offres de stockage et les évolutions du système de profilage au niveau des réseaux de distribution de gaz naturel.

2. TIGF

La nouvelle réglementation relative à la sécurité des réseaux a un impact important pour TIGF, dont le réseau a un âge moyen élevé (premier réseau gazier français). Elle conduit TIGF à revoir fondamentalement son organisation et ses méthodes de maintenance et d'exploitation du réseau de transport de gaz. De ce fait, les prévisions de charges d'exploitation sont en forte hausse pour les quatre années à venir, avec une incertitude sur ce que seront les dépenses réelles de TIGF.

Dans ce contexte, la présente proposition tarifaire fixe le tarif d'acheminement sur le réseau de TIGF pour une période limitée à deux ans.

Le revenu autorisé de TIGF est défini, hors impact du CRCP, par :

- la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de TIGF ;
- la trajectoire des charges d'exploitation calculée pour 2009 et 2010, à partir du niveau de charges retenu par la CRE, tel que décrit au II.3 du présent exposé des motifs.

Ceci se traduit par une hausse du revenu autorisé de TIGF, en moyenne 2009-2010 par rapport à la moyenne 2007-2008, de 20 % en euros courants.

Compte tenu des hypothèses de souscriptions, le tarif moyen de TIGF augmente en moyenne sur 2009-2010 par rapport au tarif précédent d'environ 10 %.

La grille tarifaire détaillée de TIGF pourra être revue, au 1^{er} avril 2010, pour assurer la cohérence de la structure tarifaire entre les deux transporteurs ou du fait d'une variation significative du prix de l'énergie.

3. Principes généraux de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement

Les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans pour les deux GRT. Ces principes, décrits au II.2 du présent exposé des motifs, comprennent notamment :

- les règles de calcul des charges de capital ;
- le taux de rémunération des actifs ;
- le mécanisme d'incitation à l'investissement.

La stabilité des principes de rémunération permettra aux transporteurs de prendre des décisions d'investissement favorisant le développement de la concurrence sur le marché français et l'émergence d'un marché gazier européen.

4. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Les tarifs sont calculés à partir d'hypothèses de charges et de souscriptions de capacités établies pour la période de validité des tarifs. La CRE propose de maintenir les principes en vigueur permettant de corriger, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels.

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 sur une durée de quatre ans par une diminution ou une augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, les montants pris en compte dans le CRCP pour les années postérieures à 2009 sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente proposition tarifaire. Ce taux est fixé à 4,2 % par an, nominal avant impôt.

Pour la présente proposition tarifaire, les postes de charges et de revenus qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les revenus liés à l'acheminement sur le réseau de transport. Compte tenu du système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux points d'interface transport distribution (PITD), le revenu lié à l'acheminement sur le réseau aval de transport (sortie du réseau principal, réseau régional et livraison) est couvert à 100 % par le CRCP. Il en est de même pour le revenu au niveau des entrées et sorties aux stockages (capacités allouées automatiquement en fonction des souscriptions auprès des gestionnaires de stockages souterrains). Le revenu lié à l'acheminement sur le réseau amont de transport (autres points du réseau principal) est couvert :
 - à 50 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision inférieur ou égal à +/- 10% du revenu prévu,
 - à 100 % par le CRCP pour un écart entre la réalisation et la prévision au-delà de +/- 10 % du revenu prévu ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Ces produits sont couverts à 100 % par le CRCP ;
- les charges de capital supportées par les GRT. Le montant de ces charges est couvert à 100 % par le CRCP ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et l'écart entre les charges et les recettes liées aux quotas de CO₂ des GRT. Ces charges sont couvertes à 80 % par le CRCP ;
- les charges pour GRTgaz et les recettes pour TIGF liées à l'accord entre GRTgaz et TIGF permettant l'utilisation par GRTgaz du réseau de TIGF. Le montant de ces charges et recettes est couvert à 100 % par le CRCP ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, afin de permettre le reversement, aux utilisateurs du réseau, des pénalités en cas de non atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement, aux GRT, des bonus en cas de dépassement des objectifs.

Le cas échéant, l'application du CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par les GRT et sur les charges d'énergie qu'ils supportent.

En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte au CRCP.

5. Régulation incitative de la qualité de service

La présente proposition tarifaire prévoit la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les GRT et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Ce mécanisme porte sur les domaines suivants : environnement, programme de maintenance, qualité de la relation avec les expéditeurs et qualité des allocations et des relèves. Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour les GRT et d'un contrôle assuré par les pouvoirs publics.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est constitué de trois types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats et définition d'un objectif ;
- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP.

La CRE proposera aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie, si elle le juge nécessaire, des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant afin de procéder aux ajustements suivants :

- mise en œuvre de nouveaux indicateurs ou abandon d'indicateurs existants ;
- définition d'objectifs pour les indicateurs qui en sont dépourvus, à partir d'un historique suffisant ;
- mise en œuvre d'incitations financières (pénalités et/ou bonus) pour des indicateurs qui en sont dépourvus si cela s'avère nécessaire, et réévaluation des incitations financières existantes.

II - Niveau des tarifs

1. Modalités de calcul des charges d'exploitation

Les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des réseaux de transport, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs. La CRE a procédé à des ajustements sur certains postes, mais elle a pris en compte l'intégralité des demandes des GRT en ce qui concerne l'évolution des effectifs et les dépenses de sécurité.

Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est fondée notamment :

- sur les données issues des comptes sociaux de GRTgaz et des comptes dissociés de TIGF pour l'exercice 2007 ;
- sur les prévisions d'évolution des charges communiquées par GRTgaz et TIGF ;
- sur l'audit des prévisions d'évolution de certains postes de charges de GRTgaz et de TIGF, mené par un cabinet extérieur.

Il est rappelé que les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux de transport sont déduites des charges d'exploitation à couvrir par les tarifs.

1.1. Audit des prévisions d'évolution des charges de GRTgaz et de TIGF

La CRE a demandé à un cabinet externe de procéder à un audit des prévisions d'évolution des dépenses de GRTgaz et de TIGF relatives aux postes de charges suivants :

- les charges d'exploitation courante (surveillance, conduite, inspections, métrologie, entretien courant, études techniques, informatique industrielle...) ;
- les charges de gros entretien (mises en conformité, maintenance lourde, réparations suite à inspection, abandons, sinistres...) ;
- les moyens généraux ou charges de support (hors système d'information) ;
- le système d'information (hors informatique industrielle).

Ces charges représentent, sur l'exercice 2007, un montant de 238,4 M€ pour GRTgaz, soit 34 % des charges brutes d'exploitation, et de 30,3 M€ pour TIGF, soit 39 % des charges brutes d'exploitation.

Au vu des conclusions de cet audit, la CRE a décidé de ne pas retenir, sur l'ensemble de ces postes, un montant de charges de 10 M€ par an pour GRTgaz, et de 0,4 M€ par an pour TIGF, dans les charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

En outre, l'audit a mis en évidence que TIGF n'immobilise que partiellement les coûts des personnels intervenant sur les projets d'investissement. En conséquence, la CRE a retenu une réduction de charges d'exploitation de TIGF de 1,6 M€ en 2009 et de 5,1 M€ en 2010. Les montants correspondants ont été inclus dans les prévisions de charges de capital de TIGF.

1.2. Charges centrales payées par GRTgaz à Gaz de France

Une partie du coût des charges centrales de Gaz de France est supportée par GRTgaz. Ces charges correspondent d'une part aux frais de siège, d'autre part à des charges liées au personnel (principalement le 1 % CCAS et le tarif agent).

L'analyse des frais de siège a conduit la CRE à diminuer les charges prévisionnelles fournies par GRTgaz de 11,6 M€ par an sur la période 2009 à 2012. Les frais de siège retenus excluent toute participation de GRTgaz aux dépenses de communication et aux coûts du personnel dirigeant du groupe Gaz de France.

Le montant des charges centrales autorisé reste inchangé, en euros courants, sur toute la période tarifaire. Ainsi, toute évolution du groupe Gaz de France intervenant pendant la période tarifaire n'aura pas d'impact sur le montant des charges centrales de GRTgaz.

Les charges liées au statut ont été prises en compte sur la base des prévisions du groupe Gaz de France.

Au total, le montant prévisionnel retenu dans la présente proposition tarifaire au titre des charges centrales affectées à GRTgaz en 2009 est de 59 M€, soit 32 M€ pour les charges de statut et 27 M€ pour les frais de siège.

1.3. Dépenses de sécurité

Les GRT ont prévu d'engager des actions nouvelles de sécurisation liées en grande partie à l'entrée en application de l'arrêté du 4 août 2006 portant sur le règlement de la sécurité des canalisations de transport de gaz combustibles. L'impact de cette nouvelle réglementation sur les charges d'exploitation est beaucoup plus important pour TIGF que pour GRTgaz. La CRE a pris en compte l'intégralité des charges liées à la sécurité des réseaux prévues par les opérateurs.

1.4. Achats d'énergie

Les charges des GRT liées à l'achat de gaz et d'électricité pour assurer le fonctionnement des stations de compression du réseau sont en forte hausse par rapport aux tarifs précédents. Cette hausse est principalement due à l'augmentation des prix du gaz.

Pour GRTgaz, le poste « énergie et quotas de CO₂ » couvert par le tarif représente 131,1 M€ en 2009, soit une hausse par rapport au montant pris en compte pour le précédent tarif de 41 %. Pour TIGF ce poste s'élève à 11 M€ en 2009, soit une hausse de 55 % par rapport au montant pris en compte pour le précédent tarif.

1.5. Etude de faisabilité du raccordement de la Corse au gazoduc GALSI

La CRE a retenu, dans les charges d'exploitation de GRTgaz pour l'année 2009, le montant de la participation de GRTgaz aux études de faisabilité du raccordement de la Corse au gazoduc GALSI, soit 1 M€. Si ce projet se réalise, les coûts d'investissement et d'exploitation seront inclus dans les charges de GRTgaz et financés, comme c'est la pratique générale, par les utilisateurs de cette infrastructure.

2. Charges de capital

Les charges de capital comprennent la rémunération et l'amortissement de la Base d'Actifs Régulée (BAR) ainsi que la rémunération des immobilisations en cours et, le cas échéant, les coûts échoués.

Pour calculer les charges de capital à couvrir par les tarifs, la CRE a retenu les montants prévisionnels d'investissements présentés par les GRT. Le taux de rémunération de la BAR est maintenu à 7,25 %, réel avant impôt, soit le niveau retenu pour le tarif actuellement en vigueur.

Elle a en revanche modifié les modalités de calcul des charges de capital adoptées lors des exercices tarifaires précédents, sur les deux points suivants :

- la rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service, prise en compte au fil de l'eau par les tarifs et non capitalisée, se fait désormais au coût de la dette ;
- les coûts échoués, liés à la sortie prématurée d'un actif de la BAR avant la durée complète de son amortissement, sont désormais pris en compte dans les charges à couvrir par le tarif à leur valeur nette comptable et au cas par cas.

Par ailleurs, un nouveau système d'incitation à l'investissement est mis en place.

2.1. 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 composantes est établi à partir de la valorisation de la 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.

Les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Depuis 2006, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service (au lieu du 1^{er} juillet de l'année de leur mise en service pour les actifs mis en service antérieurement).

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte l'intégralité des prévisions d'investissements fournies par les opérateurs. Ces prévisions sont en 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 et sur des projets permettant le respect des obligations de service public et des contraintes réglementaires en matière de sécurité et d'environnement.

2.2. Taux de rémunération des actifs

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération de base des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Comme pour chaque nouvelle proposition tarifaire, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle s'est également appuyée sur l'étude confiée à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'automne 2007. Cette étude avait pour objet de présenter une analyse comparative des taux pratiqués par les régulateurs en Europe et de définir une fourchette de valeurs pour chacun des éléments constitutifs du CMPC.

Pour la présente proposition tarifaire, la CRE reconduit la valeur retenue pour le tarif actuellement en vigueur, soit 7,25 %, réel avant impôt, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque réel ^(*)	2,3 %
Spread dette	0,4 %
Prime de marché	4,5 %
Bêta des fonds propres	1
Levier (dette/dette + fonds propres)	40 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43 %
Coût de la dette ^(**)	2,7 %
Coût des fonds propres ^(**)	10,3 %
Coût moyen pondéré du capital ^(**)	7,25 %

^(*) Soit un taux sans risque nominal de 4,2 %

^(**) Réel avant impôt

2.3. Système d'incitation à l'investissement

Dans le cadre du tarif actuellement en vigueur, une prime de 125 points de base s'applique à tous les investissements mis en service à compter du 1^{er} janvier 2004. Une majoration additionnelle de 300 points de base est ajoutée au cas par cas, sur décision de la CRE, sur la base d'une demande argumentée des GRT, pour une durée de cinq ou dix ans, aux investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché.

La CRE propose de modifier le régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz de la façon suivante :

- suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements sur le réseau de transport entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 ;
- attribution d'une majoration de 300 points de base, pour dix ans, pour tous les investissements sur le réseau principal qui permettent la création de capacités additionnelles ou la réduction du nombre de zones d'équilibrage.

L'objectif de cette proposition est de mieux cibler les incitations à l'investissement, tout en offrant une meilleure visibilité aux GRT.

Les investissements résultant des obligations des transporteurs (réglementations relatives à la sécurité et l'environnement, remplacement pour obsolescence, continuité de fourniture, raccordement des nouveaux consommateurs de gaz y compris les centrales électriques...) seront désormais rémunérés au coût moyen pondéré du capital, soit 7,25 %.

Les investissements permettant de créer de la capacité d'acheminement supplémentaire sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage renforceront la sécurité d'approvisionnement et favoriseront le développement de la concurrence en améliorant les conditions d'accès des nouveaux entrants au marché français. A ce titre, ils bénéficieront d'une prime de 300 points de base pendant dix ans.

Sont concernés par cette mesure :

- le développement des capacités d'entrée et de sortie à partir des points d'interconnexion, des terminaux méthaniers et des stockages souterrains de gaz, et les renforcements du cœur de réseau associés ;
- les investissements créant des capacités de liaison entre zones d'équilibrage ou d'interface entre transporteurs et les renforcements du cœur de réseau associés ;
- les investissements permettant de réduire le nombre de zones d'équilibrage et les renforcements du cœur de réseau associés.

Le passage au nouveau système d'incitation sera appliqué de façon à ne pas se traduire par une remise en cause des décisions passées relatives aux primes et majorations de taux de rémunération :

Pour la prime de 125 points de base :

- les investissements entrés en service entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2008 bénéficient de la prime ;
- les investissements décidés avant le 31 décembre 2007 et mis en service à compter du 1^{er} janvier 2009 bénéficient de la prime ;
- les investissements décidés après le 1^{er} janvier 2008 et mis en service à compter du 1^{er} janvier 2009 ne bénéficient pas de la prime.

Pour la majoration de 300 points de base :

- les décisions prises par la CRE relatives à des demandes de taux majoré ne sont pas remises en cause. Les investissements concernés bénéficient, le cas échéant, de la prime conformément à la décision de la CRE ;
- les investissements décidés avant le 31 décembre 2007 et n'ayant pas fait l'objet d'une demande de taux majoré auprès de la CRE ne bénéficient pas de la prime ;
- les investissements décidés après le 1^{er} janvier 2008, éligibles à la prime selon les critères énoncés ci-dessus et mis en service à compter du 1^{er} janvier 2009, bénéficient de la prime.

2.4. Rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service

Les charges de capital à couvrir par les tarifs de transport de gaz comprennent également le coût financier des immobilisations en cours. Le montant de ces immobilisations en cours est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1^{er} janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses engagées au cours de l'année. Dans le cadre du tarif en vigueur, cette rémunération est calculée en appliquant à ce montant le taux de rémunération de base de la BAR.

La CRE propose que le montant de cette rémunération soit déterminé, à compter du 1^{er} janvier 2009, sur la base de la méthodologie retenue généralement pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette, soit 4,6 %, nominal avant impôt.

La rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette est cohérente avec la couverture, chaque année, de ce coût par les tarifs de transport. Les opérateurs peuvent faire le choix comptable d'une activation des intérêts intercalaires et donc de leur intégration dans les coûts des projets d'investissement, choix qui serait cohérent avec les évolutions attendues des normes comptables internationales. Dans cette hypothèse, les intérêts intercalaires seraient alors inclus dans la BAR. Si un tel choix comptable était adopté par les GRT durant la période du prochain tarif, la rémunération des immobilisations en cours serait corrigée en conséquence a posteriori via le CRCP, afin de ne pas prendre en compte deux fois ces intérêts intercalaires.

2.5. Traitement des coûts échoués

La CRE propose que la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie (coûts échoués), ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont, qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas, soient intégrées dans les charges de capital à couvrir par le tarif. La prise en compte de ces coûts se fera au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs à la CRE. Les produits de cession éventuels relatifs aux actifs seront déduits, le cas échéant, de la valeur nette comptable couverte par les charges de capital.

Cette évolution facilitera la prise de décision pour les nouveaux investissements, en réduisant le risque financier à long terme pour les opérateurs.

Les estimations de la valeur nette comptable d'actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, pour la prochaine période tarifaire, sont d'environ 2 M€par an, en moyenne, pour GRTgaz et de moins de 1 M€par an, en moyenne, pour TIGF.

3. Charges totales à couvrir

3.1. Charges d'exploitation

- GRTgaz :

M€	2009
Charges d'exploitation brutes	822,2
Produits d'exploitation	- 220,3
Total charges d'exploitation (OPEX) nettes	601,9

Pour la période 2010-2012, hors variation significative du prix de l'énergie, les OPEX nettes évoluent chaque année à partir du niveau de charges de l'année précédente auquel est appliqué un coefficient égal à la somme de la variation annuelle moyenne, constatée sur l'année calendaire précédente, de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE (IPC) et d'un facteur égal à + 1,1 %.

M€	2009
Charges d'exploitation nettes	601,9
<i>charges d'énergie</i>	- 131,1
<i>charges liées à l'accord inter-opérateur avec TIGF</i>	- 19,2
<i>charges centrales</i>	- 58,9
<i>produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz</i>	+ 38,6
Assiette de charges maîtrisables de référence	431,3

L'assiette de charges maîtrisables de référence pour la mesure de la productivité réalisée par GRTgaz correspond aux charges d'exploitation nettes diminuées des charges centrales retenues et des postes de charges et de produits couverts par le CRCP. Cette assiette de référence fixée à 431,3 M€ en 2009 évoluera pour la période 2010-2012 en fonction d'un pourcentage annuel de variation égal à IPC + 0,26 %.

- TIGF :

M€	2009	2010	Moyenne 2009-2010
Charges d'exploitation brutes	99,7	107,6	103,6
<i>dont les charges d'énergie</i>	<i>11,0</i>	<i>12,2</i>	<i>11,6</i>
Produits d'exploitation	31,0	51,6	41,3
<i>dont les recettes liées à l'accord inter-opérateur avec GRTgaz</i>	<i>19,2</i>	<i>31,8</i>	<i>25,5</i>
Total charges d'exploitation nettes	68,7	56,0	62,3

3.2. Charges de capital

- GRTgaz : montant prévisionnel de la BAR

M€	2008 (estimé)	2009	2010	2011	2012
BAR au 1/1/n	5 572	5 934	6 346	6 933	7 045
Investissements (*)	480	560	734	275	573
Amortissement	-263	-273	-282	-301	-310
Réévaluation	144	124	136	138	146
BAR au 31/12/n	5 934	6 346	6 933	7 045	7 454

(*) Investissements entrant dans la BAR

- TIGF : montant prévisionnel de la BAR

M€	2008 (estimé)	2009	2010
BAR au 1/1/n	624	821	1 043
Investissements (*)	206	227	103
Amortissement	-32	-35	-43
Réévaluation	23	30	27
BAR au 31/12/n	821	1 043	1 130

(*) Investissements entrant dans la BAR

- GRTgaz : montant prévisionnel des charges de capital

M€	2009	2010	2011	2012
Amortissement des actifs en service	273,2	282,4	301,1	310,1
Rémunération des actifs en service	450,5	488,6	541,0	550,1
Rémunération des immobilisations en cours	32,4	31,0	18,5	33,2
Retrait des actifs démantelés	0,0	-2,9	-4,3	-4,2
Coûts échoués (à la valeur nette comptable)	0,0	1,7	5,6	1,2
Total Charges de Capital	756,1	800,8	861,9	890,4

- TIGF : montant prévisionnel des charges de capital

M€	2009	2010	Moyenne 2009-2010
Amortissement des actifs en service	34,9	42,7	38,8
Rémunération des actifs en service	66,0	84,8	75,4
Rémunération des immobilisations en cours	10,1	5,8	7,95
Retrait des actifs démantelés	0,0	-0,4	-0,2
Coûts échoués (à la valeur nette comptable)	0,0	1,5	0,75
Total Charges de Capital	110,9	134,4	122,7

Les écarts éventuels entre les prévisions de charges de capital indiquées ci-dessus et les charges calculées sur la base des éléments effectivement constatés (investissements réalisés, sorties d'actifs, taux d'inflation...) seront intégralement couverts par le mécanisme de CRCP.

3.3. Prise en compte du CRCP 2007-2008

Le bilan du CRCP pour l'année 2007 est le suivant :

M€	Solde du CRCP 2007 (réalisé - prévision tarifaire)
GRTgaz :	+ 36,9
- Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	+ 18,6
- Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	+ 2,7
- Poste énergie	+ 15,4
- Pénalités de dépassement de capacité (correction de l'estimation retenue pour l'année 2006)	- 1,3
- Charges de capital	+ 2,0
- Participation pour raccordement	- 0,5
TIGF :	+ 9,3
- Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	+ 5,6
- Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	- 0,2
- Poste énergie	+ 1,2
- Pénalités de dépassement de capacité (correction de l'estimation retenue pour l'année 2006)	- 1,0
- Charges de capital	+ 3,7

Pour l'année 2008, le solde du CRCP est estimé à + 35,6 M€ pour GRTgaz et + 8,0 M€ pour TIGF.

Ces montants seront apurés sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes. Conformément à l'exposé des motifs de la délibération de la CRE du 10 novembre 2006, un taux d'intérêt égal au taux de base de rémunération de la BAR, soit 7,25 %, s'applique annuellement à ces montants.

Ces résultats se traduisent par une diminution des charges à recouvrer par les futurs tarifs de 23,1 M€ par an pour GRTgaz et 5,5 M€ par an pour TIGF.

3.4. Revenu autorisé

Le niveau de charges à recouvrer par le tarif pour chaque GRT est le suivant :

- GRTgaz :

M€	2009	2010	2011	2012
Charges de capital	756,1	800,8	861,9	890,4
Charges d'exploitation nettes	601,9	IPC + 1,1 % (*)		
CRCP 2007 – 2008	- 23,1	- 23,1	- 23,1	- 23,1
Total revenu autorisé	1 334,9			

(*) Hors variation significative du prix de l'énergie

- TIGF :

M€	Moyenne 2009-2010
Charges de capital	122,7
Charges d'exploitation nettes	62,3
CRCP 2007 – 2008	- 5,5
Total revenu autorisé	179,5

III - Souscriptions de capacités de transport prévisionnelles

1. Réseau principal

Les hypothèses de souscriptions retenues pour le réseau principal sont les suivantes :

- en sortie du réseau principal, elles sont fondées sur celles retenues sur le réseau régional ;
- pour les autres points du réseau principal, les hypothèses retenues sont établies à partir des capacités réellement souscrites en 2007 et 2008 et des prévisions d'évolution sur la période 2009-2012 pour GRTgaz et pour les années 2009 et 2010 pour TIGF. Ces prévisions tiennent compte de l'évolution des consommations sur le territoire national, des nouvelles capacités mises en service par les GRT et des nouvelles souscriptions de capacités liées au développement de la concurrence.

Les hypothèses de souscriptions de capacités annuelles fermes aux entrées du réseau principal à partir des interconnexions et des terminaux méthaniers, retenues pour l'année 2009 pour GRTgaz et pour la période 2009-2010 pour TIGF conduisent, en moyenne, aux évolutions suivantes par rapport aux hypothèses de souscriptions de capacités utilisées pour les tarifs précédents :

	Evolution moyenne des prévisions de souscriptions de capacités en entrée du réseau principal (PIR et PITTM)
GRTgaz	+ 11 %
TIGF	+ 33 %

2. Réseau régional et livraison

Les souscriptions de capacités prévues pour le réseau régional prennent en compte, d'une part, une prévision des souscriptions normalisées des capacités aux PITD et, d'autre part, une prévision des souscriptions de capacités pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et pour les Points d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR).

- Souscriptions normalisées des capacités de livraison aux PITD :

Le système de souscriptions normalisées permet de garantir que les capacités de transport nécessaires pour alimenter les réseaux de distribution en cas de pointe de froid sont souscrites. Il consiste en une attribution automatique par les GRT des capacités de livraison aux PITD, en fonction du portefeuille de clients alimentés par chaque expéditeur en aval de chaque PITD. Son fonctionnement détaillé est décrit dans le document « Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD » publié sur le site Internet du groupe de travail gaz 2007 (<http://www.gtg2007.com>).

En application de ce système, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les points de livraison (PDL) « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par GRTgaz pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Les coefficients d'ajustement « A » applicables à compter du 1^{er} janvier 2009 sont définis pour chaque zone d'équilibrage et chaque gestionnaire de réseau de distribution (GRD), dans le tableau suivant :

Zone d'équilibrage	Nord		Sud	TIGF
	gaz B	gaz H		
GrDF	1,126	1,029	0,963	1,073
Régaz	Sans objet	Sans objet	Sans objet	1,005
Autres GRD	1	1	1	1

Une évolution des coefficients A est possible au 1^{er} avril de chaque année pour prendre en compte la mise à jour de la consommation de pointe au risque 2 % calculée par les GRT pour chaque zone d'équilibrage, ainsi que la mise à jour du système de profilage et des consommations annuelles de référence des PDL « non à souscription » calculés par les GRD.

L'analyse de l'hiver 2007-2008 menée par GRTgaz conduit à une baisse de la consommation de pointe au risque 2 % sur son réseau. Dans ces conditions, le niveau de souscription normalisée de capacités de livraison aux PITD retenu pour GRTgaz est défini à partir de la moyenne des résultats des trois dernières analyses de l'hiver. Ce niveau de souscription baisse de 2 % par rapport au niveau retenu pour le précédent tarif.

Pour TIGF, le niveau de souscription normalisée de capacités de livraison aux PITD est stable par rapport à celui retenu pour le précédent tarif.

- Souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et les PIRR :

Les souscriptions de capacités prévues pour ces points de livraison sont établies à partir des capacités réellement souscrites en 2007 et 2008 et des prévisions d'évolution pour les années suivantes.

Les hypothèses de souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport et les PIRR augmentent de 14 % pour GRTgaz et 12,5 % pour TIGF, par rapport aux hypothèses retenues pour les précédents tarifs. Cette forte hausse est liée principalement aux facteurs suivants :

- la mise en service de centrales à cycle combiné gaz, sur le réseau de GRTgaz ;
- une sous-estimation des souscriptions pour les précédents tarifs par rapport au réalisé 2007, sur le réseau de TIGF.

- Evolution des souscriptions sur le réseau régional :

	Evolution des prévisions de souscriptions de capacités d'acheminement sur le réseau régional
GRTgaz	+ 0,8 %
TIGF	+ 1,55 %

3. Evolution globale des souscriptions

Les hypothèses de souscription de capacités retenues pour l'année 2009 pour GRTgaz et pour la période 2009-2010 pour TIGF conduisent, en moyenne, aux évolutions suivantes par rapport aux hypothèses de souscriptions de capacités utilisées pour les tarifs précédents :

	Evolution moyenne des prévisions de souscriptions de capacités
GRTgaz	+ 2 %
TIGF	+ 10 %

IV - Structure des tarifs

L'organisation du transport de gaz en France évolue à compter du 1^{er} janvier 2009, afin de favoriser et d'accompagner le développement du marché. Les principaux éléments de cette évolution sont :

- le remodelage de l'offre d'accès au réseau avec la réduction du nombre de zones d'équilibrage à compter du 1^{er} janvier 2009. A cette date, tous les consommateurs de la grande zone Nord auront directement accès à un choix élargi de sources de gaz. Les fournisseurs présents dans cette zone fusionnée bénéficieront d'un potentiel d'arbitrage renforcé entre les différents points d'entrée de la zone ;
- la réorganisation et la simplification des règles tarifaires entre les réseaux de GRTgaz et TIGF dans le Sud de la France.

Ces évolutions nécessitent une adaptation de la structure tarifaire, tout en conservant les principes fondamentaux de tarification des réseaux de transport en vigueur :

- un tarif 100 % à la capacité ;
- un tarif entrée-sortie par zone d'équilibrage sur le réseau principal, dont le schéma d'ensemble évolue de 5 à 3 zones d'équilibrage pour le gaz H ;
- une indépendance complète des souscriptions en entrée et des souscriptions en sortie ;
- un tarif fonction de la distance sur le réseau régional, avec un système de souscriptions normalisées des capacités aux points d'interface transport distribution (PITD).

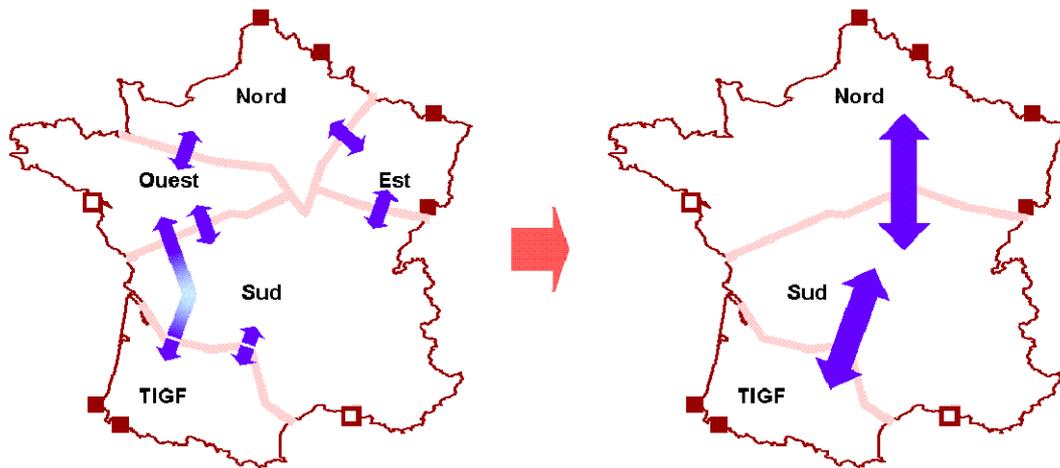
1. Schéma d'ensemble

Au 1^{er} janvier 2009 sera créée, sur le réseau de GRTgaz, une « grande zone Nord » issue de la fusion des zones actuelles Ouest, Nord et Est. Cette évolution est réalisée en conservant, au niveau de la future grande zone Nord, les capacités fermes aux points d'entrée des zones actuelles Ouest, Nord et Est, et sans modification de la frontière avec la zone Sud.

Au niveau national, le réseau pour le gaz H sera alors organisé selon les principes suivants :

- trois zones d'équilibrage en série : deux zones, Nord et Sud, opérées par GRTgaz, et une zone opérée par TIGF ;
- une liaison unique entre la zone Nord et la zone Sud de GRTgaz ;
- une interface unique entre le réseau de GRTgaz (au niveau de la zone Sud) et celui de TIGF, opérée en coordination par les deux GRT.

Pour le réseau de gaz B, le dispositif actuellement en vigueur est maintenu.



1.1. Nomination à la liaison entre zone Nord et zone Sud de GRTgaz

A l'heure actuelle, les expéditeurs n'effectuent pas de nominations aux liaisons entre les quatre zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz. Les quantités allouées aux expéditeurs sur ces liaisons sont déterminées a posteriori par GRTgaz, de façon à optimiser le déséquilibre quotidien des expéditeurs entre zones d'équilibrage et dans la limite des capacités de liaison qu'ils ont souscrites. En revanche, il n'existe pas d'optimisation de la capacité contractuelle en ces points, en l'absence de mécanismes de réallocation de la capacité non utilisée (UIOLI long terme ou court terme).

Les résultats de la commercialisation par GRTgaz des capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2009 à la liaison Nord-Sud, pour une durée de un à quatre ans, montrent une demande de la part des expéditeurs supérieure à la capacité disponible dans le sens Nord vers Sud.

Dans ce contexte, une obligation de nomination à la liaison Nord-Sud est introduite à compter du 1^{er} janvier 2009, afin de maximiser l'utilisation de la capacité à la liaison Nord-Sud. Cette évolution s'accompagnera de dispositifs permettant de faciliter l'équilibrage des expéditeurs dans la zone Sud de GRTgaz.

1.2. Commercialisation coordonnée des capacités à l'interface GRTgaz Sud-TIGF

GRTgaz et TIGF commercialisent, à compter du 1^{er} janvier 2009, les capacités à leur interface de manière coordonnée et sous forme de produits couplés, à l'exception des capacités quotidiennes.

Les ventes par guichet (*open subscription period*) sont menées de manière coordonnée pour les capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2009, pour une durée pluriannuelle, pluri-saisonnière, annuelle, saisonnière et mensuelle.

Un service d'UIOLI CT interruptible sera introduit par TIGF de façon coordonnée avec celui déjà proposé par GRTgaz, afin d'optimiser l'utilisation de l'interface entre les deux réseaux de transport en cas de congestion.

2. Evolution du niveau des différents termes tarifaires

2.1. Niveau des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et à l'interface entre GRTgaz et TIGF

Le futur rééquilibrage des flux de gaz entre zones d'équilibrage conduit à envisager à terme l'égalisation des termes de liaison entre la nouvelle zone Nord et la zone Sud de GRTgaz, ainsi que l'égalisation des termes d'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF.

Toutefois, les résultats de la commercialisation par GRTgaz des capacités disponibles à compter du 1^{er} avril 2009, montrent un intérêt du marché plus important pour les capacités de liaison dans le sens Nord vers Sud.

En conséquence, il est proposé de fixer le terme tarifaire dans le sens Nord vers Sud à 200 €/MWh/j/an et dans le sens Sud vers Nord à 150 €/MWh/j/an. L'égalisation des termes tarifaires dans le sens Nord vers Sud et Sud vers Nord pourra être envisagée après le développement de capacités supplémentaires dans le sud de la France.

Pour l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF, afin de poursuivre le mouvement de baisse du coût de l'acheminement de GRTgaz vers TIGF et faciliter l'accès à la zone TIGF, il est proposé d'égaliser les termes tarifaires dans les deux sens à 150 €/MWh/j/an. Ceci est cohérent avec les résultats de la commercialisation des capacités menée par les deux GRT.

2.2. Répercussion de la disparition des liaisons Nord-Est et Nord-Ouest sur le réseau de GRTgaz

La mise en place de la grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} janvier 2009, entraîne la disparition des revenus générés par la vente de capacités de liaison entre les zones Nord et Est d'une part, Nord et Ouest d'autre part (soit environ 45% du revenu global issu des ventes de capacités de liaison).

Cette perte de recettes est compensée par une hausse uniforme des principaux termes tarifaires sur le réseau principal de GRTgaz.

2.3. Répartition des recettes tarifaires entre le réseau principal et le réseau régional

Les tarifs de transport de gaz sont définis de façon à refléter les coûts propres au réseau principal et au réseau régional. Le tarif actuel de GRTgaz a été défini en prenant en compte une répartition des recettes prévisionnelles en 2007 et 2008 à raison de 52 % pour le réseau principal et 48 % pour le réseau régional. Celui de TIGF a été défini en prenant en compte une répartition des recettes prévisionnelles en 2007 et 2008 à raison de 57 % pour le réseau principal et 43 % pour le réseau régional.

Dans la présente proposition tarifaire, la répartition des recettes prévisionnelles entre réseau principal et réseau régional est maintenue pour GRTgaz, dans la mesure où les investissements importants de décongestion sur le réseau principal sont contrebalancés par des dépenses de sécurité et d'environnement affectées au réseau régional.

Pour TIGF, la contribution du réseau principal aux recettes prévisionnelles 2009 et 2010 est portée à hauteur de 61%, du fait de la hausse plus importante des investissements sur cette partie de son réseau.

2.4. Capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud

La nouvelle organisation du transport à compter du 1^{er} janvier 2009 entraîne la disparition :

- des capacités aux liaisons Nord-Ouest, Nord-Est, Est-Sud et Ouest-Sud, remplacées par les capacités à la liaison Nord-Sud ;
- des capacités au point d'interconnexion Dordogne entre la zone Ouest de GRTgaz et la zone TIGF, remplacées par les capacités à la liaison Nord-Sud d'une part, et à l'interface Sud-TIGF d'autre part.

Les capacités au point d'interconnexion Dordogne dans le sens Ouest vers TIGF, soit environ 40 GWh/j, sont actuellement commercialisées sous forme de capacités fermes. Avec la disparition de la zone Ouest ces capacités deviennent interruptibles, dans la mesure où elles nécessitent la présence de gaz à l'ouest de la future grande zone Nord, en provenance du terminal méthanier de Montoir.

Dans le sens Nord vers Sud, les capacités seront commercialisées à hauteur de 230 GWh/j sous forme de capacités fermes et à hauteur de 220 GWh/j sous forme de capacités interruptibles. Les éléments influant sur la disponibilité des capacités interruptibles sont l'émission du terminal de Montoir, le climat et l'attribution d'une partie de ces capacités à l'injection dans le PITS *Sediane Littoral* (cf. IV.3.2).

Compte tenu des probabilités d'interruption respectives, il est proposé de fixer le terme tarifaire applicable aux souscriptions annuelles de capacités interruptibles à 50 % du terme applicable aux souscriptions annuelles de capacités fermes pour la liaison Nord-Sud, dans les deux sens, à 75 % à l'interface GRTgaz-TIGF, dans le sens TIGF vers GRTgaz Sud et 90 % dans le sens GRTgaz Sud vers TIGF.

2.5. Synthèse sur l'évolution du niveau des termes tarifaires

Pour GRTgaz, après fixation du niveau des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud et à l'interface avec le réseau de TIGF, tel que défini ci-dessus, les principaux termes tarifaires, augmentent d'environ 16 % sur le réseau principal et d'environ 6 % pour le réseau régional.

Sur le réseau de TIGF, des capacités fermes d'entrée à Larrau seront créées à partir de 2010. Le terme tarifaire des capacités fermes d'entrée à Biriadou et Larrau est fixé au même niveau que celui des capacités fermes d'entrée aux PIR sur le réseau de GRTgaz. Après fixation du niveau des termes tarifaires à l'interface avec GRTgaz, et en entrée à Biriadou et Larrau, tel que défini précédemment, les autres termes tarifaires augmentent en moyenne d'environ 6 %.

3. Coordination entre les opérateurs d'infrastructures gazières

3.1. Interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers

La prochaine période tarifaire pourrait voir des évolutions importantes en ce qui concerne les terminaux méthaniers :

- entrée en service du terminal de Fos-Cavaou ;
- décisions d'investissement et, éventuellement, entrée en service d'extensions de terminaux existants (Montoir notamment) ;
- décisions d'investissement concernant des projets de nouveaux terminaux méthaniers.

Dans ces conditions, la CRE envisage de procéder aux évolutions suivantes par rapport aux règles actuelles.

a) Extension de la règle d'attribution automatique des capacités d'entrée sur le réseau de transport en fonction des capacités de regazéification détenues

La détention de capacités de regazéification, quels qu'en soient la durée et le niveau, doit entraîner le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport correspondantes. Cette règle permet :

- de garantir aux expéditeurs que l'accès au réseau de transport ne leur posera pas de difficulté s'ils ont souscrit des capacités de regazéification ;
- de s'assurer que les coûts des investissements sur le réseau de transport liés aux terminaux méthaniers sont couverts, au moins en partie, par des souscriptions de capacités des expéditeurs.

Il revient aux gestionnaires des terminaux méthaniers et aux GRT de coordonner leurs investissements afin d'offrir aux expéditeurs des capacités cohérentes sur les terminaux méthaniers et sur les réseaux de transport.

b) Niveau des termes tarifaires d'entrée depuis les terminaux méthaniers

La CRE propose de maintenir le principe actuellement en vigueur de péréquation des termes tarifaires d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers.

En effet, il n'est pas possible de mettre en place une tarification fondée sur les coûts marginaux de développement du réseau de transport, dans la mesure où le GRT ne peut pas distinguer au sein du réseau principal les ouvrages qui contribuent en tout ou partie :

- à la définition des capacités d'entrée sur le réseau de transport depuis ce terminal ;
- et à la définition des autres capacités vendues en entrée et en sortie de la zone d'équilibrage concernée.

En outre, les différents projets de terminaux méthaniers ou d'interconnexions terrestres utilisent tous des ouvrages faisant partie du cœur de réseau¹ du réseau principal de chaque zone d'équilibrage. Une tarification fondée sur les coûts marginaux conduirait à des termes tarifaires dépendant de l'ordre d'arrivée des différents projets.

En complément, la CRE propose d'introduire un test économique, afin de vérifier que les coûts directement liés à chaque projet sont supportés par les expéditeurs concernés, dans le cas où un projet de terminal entraînerait des coûts d'investissements élevés sur les réseaux de transport.

Ce test économique repose sur le principe que les recettes générées par les souscriptions de capacités d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal méthanier doivent permettre de couvrir le coût des ouvrages à réaliser entre le terminal et le cœur du réseau de transport, sur une période de 20 ans.

Si ce pré-requis n'est pas respecté, alors le terme d'entrée sur le réseau de transport à partir du terminal méthanier sera augmenté ou une participation sera demandée par le GRT à l'opérateur du terminal de façon à couvrir le coût des ouvrages.

¹ Le cœur du réseau principal de transport est constitué de la part maillée du réseau qui permet d'assurer l'acheminement de gaz depuis plusieurs points d'entrée.

c) Terminal du Verdon

Les études pour déterminer le schéma de raccordement optimum pour le terminal du Verdon sont en cours. En fonction de leur résultat, un terminal situé au Verdon sera raccordé soit au réseau de GRTgaz, soit à celui de TIGF.

Dans ces conditions, les règles tarifaires s'appliquant pour ce terminal seront définies ultérieurement par la CRE. Elles tiendront compte de la situation particulière de ce terminal, qui se raccorde à proximité de la frontière entre les réseaux de GRTgaz et TIGF.

3.2. Interface entre les réseaux de transport et les stockages

Les règles tarifaires aux points d'interface transport-stockage (PITS) sont définies, de façon à garantir à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités d'injection et de soutirage qu'il détient sur un groupement de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

a) Réorganisation de l'interface transport-stockage sur le réseau de GRTgaz

La mise en place de la grande zone Nord nécessite de redéfinir les interfaces entre les stockages de Gaz de France Direction des Grandes Infrastructures (DGI) et le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} janvier 2009.

- Organisation des interfaces transport-stockage au premier trimestre 2009 :

L'année de stockage étant définie du 1^{er} avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1, les capacités de stockage souscrites pour la période commençant le 1^{er} avril 2008 sont valables jusqu'au 31 mars 2009.

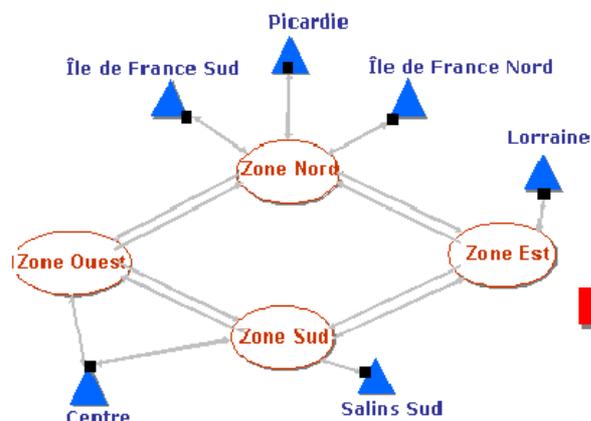
Le 1^{er} trimestre 2009 est donc caractérisé par la coexistence de l'offre de stockage actuelle de Gaz de France DGI et de la nouvelle structure à deux zones d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz.

Les règles de fonctionnement applicables aux PITS, au cours de cette période, sont publiées sur le site internet de GRTgaz.

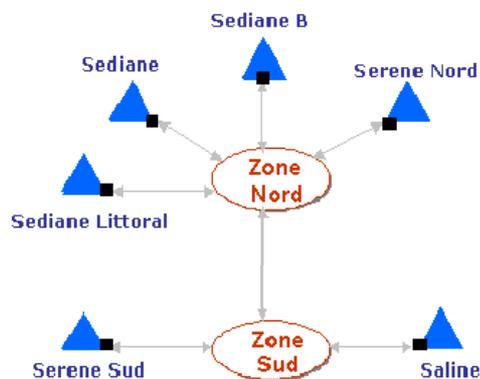
- Organisation des interfaces transport-stockage à compter du 1^{er} avril 2009 :

Du fait de la création de la grande zone Nord sur le réseau de GRTgaz, et de l'évolution de l'offre de stockage de Gaz de France DGI modifiant les groupements de stockage à compter du 1^{er} avril 2009, il est proposé que les PITS pour chaque zone d'équilibrage de GRTgaz soient les suivants :

Schéma existant



Nouveau schéma



■ PITS

△ Groupements de stockage

○ Zones d'équilibrage

Le PITS « Saline » regroupera l'offre de stockage proposée par DGI dite « Saline » et « Multicyclage ».

Le groupement « Centre » existant, accessible à partir des zones actuelles Ouest et Sud sur le réseau de GRTgaz, sera décomposé en deux groupements distincts :

- le groupement « Sediane Littoral », accessible à partir de la future grande zone Nord de GRTgaz ;
- le groupement « Serene Sud », accessible à partir de la zone Sud de GRTgaz.

Les capacités aux PITS « Sediane Littoral » et « Serene Sud » seront les suivantes :

Entrée à partir des PITS	Zone Nord de GRTgaz (GWh/j)		Zone Sud de GRTgaz (GWh/j)	
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Sediane Littoral (gaz H)	430	50	-	-
Serene Sud (gaz H)	-	-	300	70

Sortie vers les PITS	Zone Nord de GRTgaz (GWh/j)		Zone Sud de GRTgaz (GWh/j)	
	Ferme	Interruptible	Ferme	Interruptible
Sediane Littoral (gaz H)	170	185	-	-
Serene Sud (gaz H)	-	-	200	130

b) Niveau des termes tarifaires aux PITS

Du fait de la répartition du groupement « Centre » en deux groupements « Sediane Littoral » et « Serene Sud » (chaque groupement est accessible depuis la zone d'équilibrage à laquelle il est rattaché), les tarifs d'entrée d'une part et de sortie d'autre part aux PITS sur le réseau de GRTgaz sont égalisés à compter du 1^{er} avril 2009.

c) Capacités interruptibles d'injection dans le groupement « Sediane Littoral »

Au niveau du réseau de GRTgaz, les mêmes ouvrages physiques assurent le transport pour l'injection dans le groupement de stockage « Sediane Littoral » d'une part, et pour l'acheminement de la zone Nord vers la zone Sud d'autre part. En outre, le gaz acheminé provient des points d'entrée de la zone Nord, dont le terminal de Montoir. Ainsi l'émission de gaz par le terminal de Montoir rend disponibles en fermes 200 GWh/j de capacités interruptibles, qui seront réparties entre la sortie vers le PITS *Sediane Littoral* et la liaison Nord vers Sud de la façon suivante pour la saison d'été :

- pour les 150 premiers GWh/j rendus disponibles par l'émission de gaz à Montoir :
 - 40 % seront dédiés à la liaison Nord-Sud, soit 60 GWh/j ;
 - 60 % seront dédiés à l'injection au PITS *Sediane Littoral*, soit 90 GWh/j ;
- les 50 GWh/j suivants seront attribués intégralement à la liaison Nord vers Sud.

Pour la saison d'hiver, la totalité de ces capacités sera dédiée à la liaison Nord-Sud.

GRTgaz publiera les règles opérationnelles de mise à disposition des capacités interruptibles et les prévisions de disponibilité de la capacité à la liaison Nord-Sud.

En outre, sur la base de l'historique des émissions de gaz à Montoir, il apparaît que la probabilité d'interruption des capacités interruptibles d'injection dans les PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud* est supérieure à celle du PITS Centre. En conséquence, le tarif des capacités annuelles interruptibles d'injection dans les PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud* est fixé à 50 % du prix des capacités fermes correspondantes. Le tarif des capacités annuelles interruptibles de soutirage dans les PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud* est fixé à 75 % du prix des capacités fermes correspondantes.

4. Evolution de l'offre de service aux utilisateurs des réseaux de transport de gaz

4.1. Suppression des capacités interruptibles de livraison aux PITD

Du fait des renforcements du réseau de transport en amont des PITD intervenus au fil du temps, il est proposé de ne plus commercialiser, à compter du 1^{er} avril 2010, les capacités interruptibles de livraison aux PITD, sauf dans le cas où ces capacités interruptibles seraient nécessaires pour assurer l'acheminement de gaz à la pointe de froid au risque 2 %. Les GRT communiqueront la liste des PITD concernés par cette règle sur leur site.

4.2. Accès des industriels aux PEG

Afin de faciliter l'accès au marché de gros du gaz naturel des consommateurs directement raccordés au réseau de transport, et pour faire suite à l'expérimentation ayant eu lieu en 2008, il est proposé de rendre possible le mécanisme suivant :

- le client industriel devient expéditeur en signant un contrat d'acheminement avec le GRT. De ce fait, il a accès au PEG pour assurer son approvisionnement en gaz et souscrit directement ses capacités de transport aval auprès du GRT ;
- le client industriel peut déléguer la gestion de ses obligations d'équilibrage à un tiers dit « expéditeur d'équilibre ». Il lui cède le volume agrégé de gaz acheté au PEG, les capacités de transport aval et la tolérance d'équilibrage associée aux capacités de livraison cédées.

Le premier retour d'expérience montre que ce schéma répond aux attentes exprimées par les clients industriels et est susceptible de favoriser le développement de la concurrence et la liquidité sur le marché de gros, par l'arrivée de nouveaux acteurs sur les PEG.

4.3. Niveau des termes tarifaires aux PEG

Le projet de création d'un marché organisé du gaz en France par Powernext apportera de la liquidité sur les PEG et améliorera la transparence sur la formation des prix de gros. De façon à assurer un coût « PEG » identique pour une transaction bilatérale et pour une transaction via la bourse, les nominations de la chambre de compensation de la bourse, qui regroupe les nominations auprès des GRT des différents participants à la bourse, ne seront pas soumises au paiement du terme variable d'accès aux PEG.

4.4. Modalités d'accès au réseau de transport des centrales à cycle combiné gaz

Selon les GRT, 9 centrales à cycle combiné gaz (CCCG) seront mises en service entre 2008 et 2010, représentant une puissance électrique de 3 900 MW et une consommation annuelle de gaz d'environ 30 TWh. Ce mouvement pourrait se poursuivre au-delà de 2010 avec plus de 15 autres projets en cours d'étude.

Le nombre important de centrales, ayant des besoins de flexibilité particuliers correspondant à une production d'électricité en pointe et en semi-base, pourrait nécessiter de modifier le pilotage des réseaux de transport de gaz et leurs règles de fonctionnement.

Dans ces conditions, les règles tarifaires et opérationnelles applicables à ces installations donneront lieu, le cas échéant, à une nouvelle proposition tarifaire de la CRE, notamment du fait de leur besoin en modulation horaire différent de celui prévu actuellement pour les autres clients raccordés au réseau de transport.

4.5. Evolution de l'offre de capacité restituable de GRTgaz

Il n'est pas prévu de capacités restituables à la liaison Nord-Sud et à l'interface entre les deux GRT, dans la mesure où il s'agit de nouveaux produits dont la commercialisation a été limitée à une durée maximale de quatre ans, permettant une redistribution périodique de ces capacités ouverte à l'ensemble des expéditeurs, selon des règles transparentes et non discriminatoires.

4.6. Vente aux enchères de capacités quotidiennes

Les GRT sont autorisés à commercialiser aux enchères les capacités fermes quotidiennes restant disponibles après la fin de la période de vente au tarif régulé, de façon à optimiser l'utilisation du réseau de transport. Le retour d'expérience montre que cette offre crée un effet d'éviction au détriment des capacités annuelles ou mensuelles. En conséquence, un prix de réserve fixé à 1/200^{ème} du prix de la capacité annuelle ferme est introduit pour éviter que cette offre ne se substitue aux souscriptions fermes de capacités.

4.7. Plateforme relative au marché secondaire des capacités

GRTgaz envisage de proposer un service d'accès à une plateforme électronique d'échange de capacités de transport de court terme, afin de faciliter la cession de capacités sur le marché secondaire.

Les GRT sont autorisés à commercialiser, à titre expérimental, un tel service.

Les modalités détaillées de fonctionnement de ce service seront publiées par les GRT, sur leur site internet.

Ce service sera intégré dans le tarif après un retour d'expérience.

4.8. Offre de souscription quotidienne pour les essais des sites industriels

Une offre optionnelle d'acheminement est proposée par GRTgaz, à titre expérimental, pour les sites directement raccordés à son réseau. Cette offre permettra de répondre aux besoins de certains industriels qui, lors de phases d'essais soumises à des aléas techniques, souhaitent pouvoir souscrire une capacité journalière sans connaître précisément à l'avance le jour d'utilisation de cette capacité.

Les modalités détaillées de fonctionnement de l'offre seront publiées par GRTgaz, sur son site internet.

Cette offre sera intégrée dans le tarif de GRTgaz après un retour d'expérience.

5. Evolution des règles tarifaires

Les évolutions des règles d'allocation et de souscription des capacités continueront à être définies par les GRT après concertation avec les utilisateurs des réseaux et information préalable de la CRE. En vertu de l'article 37-1 de la loi du 10 février 2000, la CRE précisera, en tant que de besoin, par décision publiée au Journal Officiel, les règles relatives aux conditions d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel.

Les évolutions des règles d'équilibrage sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT après concertation avec les utilisateurs des réseaux de transport.

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

I. Définitions

Point d'Interconnexion des Réseaux (PIR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Point d'Interconnexion sur Réseau Régional (PIRR) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport régional et le réseau d'un opérateur étranger.

Point d'Interface Transport Terminal Méthanier (PITTM) :

Point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

Point d'Interface Transport Stockage (PITS) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un groupement de stockage.

Point d'Interface Transport Production (PITP) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et une installation de production de gaz.

Point d'Interface Transport Distribution (PITD) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution publique.

Termes d'entrée sur le réseau principal :

- TCE** terme de capacité d'entrée sur le réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière aux points d'entrée du réseau principal à partir d'un PIR ou d'un PITTM ;
- TCES** terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir des stockages, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal en provenance d'un PITS ;
- TCEP** terme de capacité d'entrée sur le réseau principal à partir d'une installation de production de gaz, applicable à la souscription de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal à partir d'un PITP ;

Termes de sortie du réseau principal :

- TCST** terme de capacité de sortie aux points d'interconnexion des réseaux de transport, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie vers un point d'interconnexion des réseaux (PIR) ;
- TCS** terme de capacité de sortie du réseau principal, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal, sauf vers un PITS ou un PIR ;

- TCSS** terme de capacité de sortie du réseau principal vers les stockages, applicable à la souscription de capacité journalière de sortie du réseau principal vers un PITS ;
- TP** terme de proximité, applicable aux quantités de gaz injectées en un point d'entrée du réseau de transport et soutirées dans une zone de sortie à proximité immédiate de ce point ;

Terme de liaison entre zones d'équilibrage :

- TCLZ** terme de capacité de liaison, applicable à la souscription de capacité journalière de liaison entre zones d'équilibrage du réseau principal d'un même GRT ;

Terme de transport sur le réseau régional :

- TCR** terme de capacité de transport sur le réseau régional, applicable à la souscription de capacité journalière de transport sur le réseau régional ;

Terme de livraison :

- TCL** terme de capacité de livraison, applicable à la souscription de capacité journalière de livraison à un point de livraison ;

Capacité ferme :

Capacité de transport de gaz dont le GRT garantit par contrat le caractère non interruptible.

Capacité à rebours sur le réseau principal :

Capacité permettant à l'expéditeur d'effectuer des nominations dans le sens opposé au sens dominant des flux lorsque les flux de gaz ne peuvent s'écouler que dans un seul sens. Elle ne peut être utilisée, un jour donné, que si le flux global résultant de l'ensemble des nominations des expéditeurs est dans le sens dominant des flux.

Capacité interruptible :

Capacité de transport de gaz qui peut être interrompue par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'utilisation du réseau de transport de gaz.

Capacité restituable :

Capacité ferme, que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment au GRT à sa demande.

Expéditeur :

Personne physique ou morale qui conclut avec un GRT un contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire, tels que définis à l'article 2 de la loi du 3 janvier 2003.

PDL « à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T4 et TP des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

PDL « non à souscription » :

Point de livraison sur le réseau de distribution publique relevant des options T1, T2 et T3 des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution en vigueur.

Revenu autorisé :

Somme des charges de capital prévisionnelles et des charges d'exploitation prévisionnelles, augmentée ou minorée de l'annuité du CRCP, retenue pour fixer la grille tarifaire de chaque GRT.

II. Principes de rémunération des gestionnaires de réseaux de transport de gaz

Les principes de rémunération définis ci-dessous sont fixés pour GRTgaz et TIGF pour une période de quatre ans, à compter du 1^{er} janvier 2009.

1. Calcul des charges de capital

Les charges de capital comprennent la rémunération et l'amortissement de la Base d'Actifs Régulée (BAR), ainsi que la rémunération des immobilisations en cours et, le cas échéant, les coûts échoués.

Le périmètre de la BAR est constitué des investissements réalisés par les GRT. Les actifs de la BAR sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France.

Le montant des immobilisations en cours est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre le niveau d'immobilisations en cours au 1^{er} janvier et le niveau au 31 décembre, compte tenu des dépenses engagées au cours de l'exercice.

Les coûts échoués liés à une sortie d'actifs de la BAR avant la durée complète d'amortissement sont couverts par le tarif à la valeur nette comptable. La prise en compte de ces sorties d'actifs s'effectuera sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs à la CRE.

2. Taux de rémunération

Le taux de rémunération de la BAR est de 7,25 %.

Une prime de 125 points de base est appliquée pour les investissements entrés en service entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2008, ainsi que pour ceux décidés avant le 1^{er} janvier 2008 et mis en service à compter du 1^{er} janvier 2009.

Le taux de rémunération des immobilisations en cours est de 4,6 % à compter du 1^{er} janvier 2009.

3. Incitation à l'investissement

Les investissements permettant de créer de la capacité d'acheminement supplémentaire sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage bénéficient d'une prime de 300 points de base par rapport au taux de rémunération de la BAR, appliquée pendant dix ans.

III. Tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz

Le tarif d'utilisation du réseau de GRTgaz défini ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} janvier 2009 pour une durée de quatre ans.

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de GRTgaz est fixée pour quatre ans. Elle est constituée des éléments suivants :

M€	2009	2010	2011	2012
Charges de capital	756,1	800,8	861,9	890,4
Charges d'exploitation nettes	601,9	IPC + 1,1 %		
CRCP 2007 – 2008	- 23,1	- 23,1	- 23,1	- 23,1
Total revenu autorisé	1 334,9			

- Charges de capital (CAPEX) :

Les écarts éventuels entre les prévisions de CAPEX ci-dessus et les réalisations sont couverts en totalité par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) défini au 1.3 ci-dessous.

- Charges d'exploitation (OPEX) nettes :

Pour l'année 2009, les OPEX nettes prises en compte dans le revenu autorisé retenu pour définir la grille tarifaire sont fixées à 601,9 M€

Pour les années 2010, 2011 et 2012, hors variation du prix de l'énergie telle que définie au 1.1 ci-dessous, les OPEX nettes prises en compte dans le revenu autorisé sont définies en appliquant au montant de l'année précédente le pourcentage de variation Z_1 suivant :

$$Z_1 = \text{IPC} + 1,1\%$$

Avec IPC correspondant à la variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière.

A la fin de la période tarifaire, les gains de productivité, qui pourraient être réalisés par GRTgaz, seront partagés à parts égales entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau.

Ces gains de productivité seront évalués, par différence entre :

- le montant total des charges d'exploitation nettes maîtrisables de GRTgaz, définies comme les charges d'exploitation nettes de GRTgaz diminuées des charges centrales retenues et des postes de charges et de produits couverts par le mécanisme de CRCP, calculé sur la base des données réalisées en 2009, 2010, 2011 et 2012 ;
- la trajectoire de référence des charges d'exploitation nettes maîtrisables de GRTgaz. Cette trajectoire sera calculée à la fin de la période tarifaire, pour les années 2010, 2011 et 2012, en appliquant annuellement un pourcentage de variation égal à $\text{IPC} + 0,26\%$ à partir du niveau de référence retenu pour 2009, soit 431,3 M€

1.1. Prise en compte du solde du CRCP en cours de période tarifaire

Un premier solde du CRCP, calculé par la CRE, est apuré sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes, à compter du 1^{er} avril 2011. Il intègre une correction de l'estimation du CRCP pour l'année 2008, les écarts constatés au titre de l'année 2009 et une estimation des écarts pour l'année 2010.

A la fin de la période tarifaire de quatre ans, un nouveau solde du CRCP calculé par la CRE et constitué d'une correction de l'estimation du CRCP pour l'année 2010, des écarts constatés pour l'année 2011, des écarts estimés pour l'année 2012 et des annuités restantes au titre du premier solde du CRCP, est pris en compte pour définir le tarif pour la période tarifaire suivante.

Les montants de référence des postes du CRCP sont les suivants :

M€	GRTgaz			
	2009	2010	2011	2012
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	923,4			
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	411,5			
Produits de raccordement des CCCG, couverts à 100%	38,6	18,1	18,1	12,5
Charges de capital, couverts à 100%	756,1	800,8	861,9	890,4
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	131,1	112,8 ^(*)	115,1 ^(*)	118,5 ^(*)
Charges liées au contrat interopérateur, couverts à 100%	19,2	31,8	32,6	33,4

^(*) En cas de variation du prix de l'énergie supérieure à 5%, le montant de référence retenu pour les charges d'énergie motrice pourra être revu lors de la mise à jour de la grille tarifaire.

2. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz

La grille tarifaire détaillée de GRTgaz est mise à jour au 1^{er} avril de chaque année, à compter de 2010.

Elle est établie de façon à couvrir pour chaque année le revenu autorisé défini au III-1 en prenant en compte la meilleure prévision disponible des souscriptions de capacités pour l'année considérée.

3. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de GRTgaz applicable au 1^{er} janvier 2009

3.1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de GRTgaz comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage (TCLZ) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

A l'interface entre le réseau de GRTgaz et celui de TIGF, les souscriptions se font par saison :

- saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
- saison d'hiver, de novembre à mars inclus.

a) Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal

Les termes applicables aux souscriptions annuelles ou saisonnières de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	Zone d'équilibrage	TCE (€/MWh/jour par an ou saison)		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
		Souscriptions fermes		
Taisnières B	Nord	70,00		50 %
Taisnières H	Nord	90,00		50 %
Dunkerque	Nord	90,00		50 %
Obergailbach	Nord	90,00		50 %
Montoir	Nord	85,00		Sans objet
Fos	Sud	85,00		Sans objet
TIGF	Sud	Eté : 43,75	Hiver : 31,25	75 %

La détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport correspondantes, pour la même durée et le même niveau.

Aux PITTM Montoir et Fos :

- tout expéditeur souscrivant un service « continu » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se verra attribuer une capacité annuelle ferme (C) égale à :

$$C = Q_{Aexp} / Q_{TM} * C_{PITTM}$$

Avec :

Q_{Aexp} = capacité annuelle de regazéification souscrite par l'expéditeur au niveau du terminal ;

Q_{TM} = capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Montoir pour le PITTM Montoir ou somme de la capacité technique ferme totale annuelle de regazéification du terminal méthanier de Fos Cavaou et de la capacité souscrite ferme totale annuelle de regazéification du terminal de Fos Tonkin pour le PITTM Fos ;

C_{PITTM} = capacité journalière ferme d'entrée au PITTM ;

- Tout expéditeur souscrivant un service « bandeau » ou « spot » auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers se voit attribuer une capacité mensuelle ferme (C) de base égale à 1/30^{ème} de la capacité de regazéification souscrite auprès des gestionnaires de terminaux méthaniers. Le prix applicable est égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.
- Au début de chaque mois, le GRT calcule, pour chaque expéditeur, l'émission journalière maximale du mois précédent. Si celle-ci excède la capacité C calculée selon les modalités définies ci-dessus, alors il facture à ce dernier une souscription mensuelle de capacité journalière supplémentaire égale à la différence entre l'émission journalière maximale du mois précédent et la capacité C, à un prix égal à 1/12^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

b) Terme de capacité de liaison entre zones d'équilibrage

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière de liaison entre les zones d'équilibrage de GRTgaz sont définis dans le tableau suivant :

Liaison entre zones d'équilibrage	TCLZ (€/MWh/jour par an) Souscriptions fermes	TCLZ (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
Nord → Sud	200	50 %
Sud → Nord	150	50 %

c) Terme de capacité de sortie aux PIR

Les termes applicables aux souscriptions annuelles ou saisonnières de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

Sortie vers PIR	Zone d'équilibrage	TCST (€/MWh/jour par an ou saison) Souscriptions fermes		TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
TIGF	Sud	Eté : 43,75	Hiver : 31,25	90 %
Oltingue	Nord	314		75 %
Jura	Sud	70		75 %

d) Terme de capacité de sortie du réseau principal

Chaque zone de sortie du réseau principal de GRTgaz est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme de capacité de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes de capacité de livraison dans cette zone de sortie.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de GRTgaz est égal pour toutes les zones de sortie à 66,5 €/MWh/jour par an.

e) Terme de proximité

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz allouée sur le point d'entrée du réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée.

Le terme de proximité s'applique aux couples points d'entrée / zones de sortie suivants :

Zone d'équilibrage	Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
Nord	Taisnières B	Région Taisnières B	0,18
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,24
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,24
Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,24

f) Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Chaque zone d'équilibrage de GRTgaz comprend plusieurs PITS :

- la zone d'équilibrage Nord comprend quatre PITS : *Sediane Littoral (gaz H)*, *Sediane (gaz H)*, *Serene Nord (gaz H)*, *Sediane B (gaz B)*
- la zone d'équilibrage Sud comprend deux PITS : *Serene Sud (gaz H)* et *Saline (gaz H)*.

Les termes (TCES et TCSS) applicables entre le 1^{er} janvier 2009 et le 31 mars 2009 aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie aux PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Centre	27,00	5,40
Autres PITS	7,00	1,40

Les termes (TCES et TCSS) applicables à partir du 1^{er} avril 2009 aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie aux PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Tous PITS	13,00	2,60

Les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage conditionnelle, et à la capacité journalière nominale d'injection, augmentée le cas échéant de la capacité journalière d'injection conditionnelle, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

Des capacités annuelles interruptibles d'entrée et de sortie aux PITS sont commercialisées :

- entre le 1^{er} janvier et le 31 mars 2009, au PITS *Centre*. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles d'entrée et de sortie au PITS *Centre* est égal à 75 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière ;
- à compter du 1^{er} avril 2009, aux PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud*. Ces capacités annuelles interruptibles ne sont commercialisées que lorsque toutes les capacités annuelles fermes ont été souscrites. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière d'entrée à partir des PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud* est égal à 75 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière. Le prix applicable à des souscriptions annuelles interruptibles de capacité journalière de sortie aux PITS *Sediane Littoral* et *Serene Sud* est égal à 50 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

g) Capacités à rebours sur le réseau principal

Le prix applicable aux souscriptions annuelles de capacité journalière à rebours est égal à 20 % du prix de la souscription annuelle ferme de capacité journalière dans le sens dominant.

La capacité à rebours existe sur les points suivants du réseau de GRTgaz :

Points d'entrée	Taisnières H
	Obergailbach
Sortie vers PIR	Oltingue

h) Capacités restituables sur le réseau principal

Aux points d'entrée hors PITTM sont définies des capacités fermes dites « restituables », que l'expéditeur s'engage à restituer à tout moment en cas de demande de GRTgaz, pour une durée de un, deux, trois ou quatre ans.

Pour tout expéditeur ayant souscrit plus de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables en un des points mentionnés précédemment, une fraction R de la part de sa souscription au-delà de 20 % des capacités annuelles fermes commercialisables est convertie en capacité restituable.

La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :

Point concerné	Dunkerque	Obergailbach	Taisnières H	Taisnières B
R	20 %	20 %	0 %	15 %

Le prix d'une capacité annuelle ou saisonnière restituable est égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

Les règles de restitution et de souscription de ces capacités sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3.2. Acheminement sur le réseau régional

a) Souscription annuelle ferme

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 48 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	48 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de GRTgaz, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, GRTgaz calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

La souscription de capacité ferme de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme de livraison en ce point.

b) Souscription annuelle interruptible

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional est réduit de 50 %.

La souscription de capacité interruptible de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité interruptible de livraison en ce point.

Les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3.3. Livraison du gaz

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport et les PIRR

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et des PIRR, le terme de livraison est composé :

- d'un terme fixe égal à 3 800 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable à des souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	21,00

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport de GRTgaz se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison correspondant aux besoins.

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur final raccordé au réseau de transport ou un PIRR, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

b) Pour les PITD

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	24,00

En application du système de souscription normalisée de capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les points de livraison (PDL) « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par GRTgaz pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d’ajustement « A » correspondant.

Les évolutions des coefficients A sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT.

A compter du 1^{er} avril 2010, la souscription de capacité interruptible est limitée aux PITD où ces capacités interruptibles sont nécessaires pour assurer l’acheminement de gaz à la pointe de froid au risque 2 %.

GRTgaz publiera sur son site la liste des PITD pour lesquels des capacités interruptibles sont commercialisées après le 1^{er} avril 2010.

Pour toute capacité annuelle interruptible de livraison souscrite, le terme de capacité de livraison est réduit de 50 %.

3.4. Souscription mensuelle de capacités

- Aux points d’entrée hors PITTM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d’entrée hors PITTM et hors point d’entrée depuis TIGF, aux sorties vers les PIR, hors sortie vers TIGF, ainsi qu’à la liaison Nord-Sud sont égaux à 1/8^{ème} des termes annuels correspondants.

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière aux points d’entrée et de sortie à l’interface avec TIGF sont égaux à 1,5/7^{ème} du terme correspondant en saison d’été et à 1,5/5^{ème} du terme correspondant en saison d’hiver.

- Aux PITS :

Il n’est pas commercialisé de capacité mensuelle d’entrée et de sortie aux PITS.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional, et de livraison, sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	8/12 ^{ème}
Décembre	4/12 ^{ème}
Mars – Novembre	2/12 ^{ème}
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 ^{ème}
Juillet – Août	0,5/12 ^{ème}

3.5. Souscription quotidienne de capacités

- Aux points d'entrée hors PITTM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud :

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux points d'entrée, hors PITTM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud sont égaux à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles correspondantes.

- Aux PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par GRTgaz sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à 1/320^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme de capacité en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par GRTgaz pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à 1/30^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par GRTgaz, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables, le jour concerné, ont été souscrites.

3.6. Capacité horaire de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à 1/20^{ème} de la capacité journalière de livraison souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix p , égal à :

$$p = (C_{max} - C) \times 10 \times (TCL + TCR)$$

Avec :

C_{max} : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur.

C : Capacité horaire de livraison réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison.

TCL : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de livraison.

TCR : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de transport sur le réseau régional.

3.7. Services complémentaires

a) “Use it or lose it” court terme interruptible (UIOLI CT)

Aux points d'entrée hors PITTMM, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par GRTgaz, à un prix égal à 1/500^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme ou à 1/500^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT interruptible sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

A l'interface avec TIGF, ce service est commercialisé de façon coordonnée avec TIGF.

b) Vente aux enchères de capacité quotidienne

Aux points d'entrée, hors Fos et Montoir, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud, GRTgaz est autorisé à commercialiser, chaque jour, les capacités fermes restant disponibles après la fin de la période de commercialisation des capacités fermes journalières au tarif régulé.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Le prix de réserve utilisé pour le mécanisme d'enchères est égal à 1/200^{ème} du prix de la souscription de capacité annuelle ferme correspondant.

3.8. Offre d'acheminement interruptible à préavis court

Une offre optionnelle d'acheminement interruptible est proposée pour les clients raccordés au réseau de gaz H de GRTgaz, qui remplissent simultanément les conditions suivantes :

- la souscription annuelle de capacité journalière de livraison est supérieure à 10 GWh/j ;
- le point de raccordement du site sur le réseau de GRTgaz est situé à moins de 50 km, à vol d'oiseau, d'un PITTMM ou d'un des points d'entrée Dunkerque, Taisnières H ou Obergailbach ;

Pour bénéficier de cette offre, le client concerné doit s'engager auprès de GRTgaz, avant la signature du contrat de raccordement, à souscrire ou faire souscrire cette offre par un expéditeur.

Les clients éligibles à cette offre, dont le contrat de raccordement est déjà signé, pourront bénéficier de cette offre, sous réserve qu'ils s'engagent à la souscrire ou à la faire souscrire par un expéditeur, dans un délai de 6 mois à compter de la date d'entrée en vigueur du présent tarif.

Cette offre prévoit une réduction ou une interruption de l'alimentation des sites concernés à la demande de GRTgaz, avec un préavis minimum de 2 heures, lorsque les deux conditions suivantes sont remplies :

- la quantité de gaz injectée physiquement sur le réseau au point d'entrée le plus proche est inférieure à la souscription de capacité journalière de livraison des sites bénéficiant de cette offre interruptible dans le périmètre de ce point d'entrée ;
- la température du jour est inférieure à la température moyenne journalière susceptible d'être statistiquement atteinte ou dépassée à la baisse plus de 20 jours par an, au risque 2 %.

Les conditions d'interruptibilité sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Les expéditeurs souscrivant cette offre bénéficient d'une réduction tarifaire égale à la capacité de livraison qu'ils ont souscrite pour ce point de livraison multipliée par la somme de :

- 50 % du terme de capacité de sortie du réseau principal ;
- 50 % du terme de capacité d'entrée sur le réseau principal au point d'entrée le plus proche.

Pour un même site, un expéditeur ne peut pas cumuler la réduction tarifaire consentie au titre de cette offre optionnelle avec les réductions tarifaires consenties aux titres :

- de l'acheminement interruptible sur réseau régional ;
- du terme de proximité pour les clients situés dans les zones de sortie « Région Dunkerque », « Région Taisnières H », « Région Obergailbach ».

La résiliation de cette offre optionnelle fait l'objet d'un préavis minimum de quatre ans.

3.9. Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz

Les termes applicables à des souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de GRTgaz à partir des PITP sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le terme applicable est de 7 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

3.10. Conversion de qualité de gaz

a) Conversion de qualité de gaz H en gaz B

GRTgaz commercialise deux services annuels de conversion de gaz H en gaz B :

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

Les prix des services de conversion sont définis dans le tableau suivant :

	Terme de capacité (€/MWh/jour par an)	Terme de quantité (€/MWh)
Service « pointe »	133,0	0,16
Service « base »	60,0	0,16

GRTgaz commercialise également des capacités mensuelles fermes de conversion pour le service « base ». Les coefficients mensuels applicables sont égaux aux coefficients applicables pour les capacités mensuelles de transport sur le réseau régional.

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz H en gaz B sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

b) Conversion de qualité de gaz B en gaz H

Le prix du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H proposé par GRTgaz se compose :

- pour l'offre annuelle, d'un terme proportionnel à la souscription annuelle de capacité égal à 20,81 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,60 €/MWh/jour par mois.

Les règles de fonctionnement du service de conversion de qualité de gaz B en gaz H sont définies par GRTgaz, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3.11. Tolérance optionnelle d'équilibrage

GRTgaz commercialise un service optionnel d'équilibrage proportionnel aux capacités de livraison, dont le tarif est égal à 17 €/MWh/jour par an.

IV. Tarif d'utilisation du réseau de TIGF

Le tarif d'utilisation du réseau de TIGF défini ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} janvier 2009, pour une durée de deux ans.

1. Revenu autorisé

Le revenu autorisé de TIGF est défini ci-dessous :

M€	Moyenne 2009-2010
Charges de capital	122,7
Charges d'exploitation nettes	62,3
CRCP 2007 – 2008	- 5,5
Total revenu autorisé	179,5

2. Prise en compte du solde du CRCP en fin de période tarifaire

A la fin de la période tarifaire, le solde du CRCP calculé par la CRE et constitué d'une correction de l'estimation du CRCP pour l'année 2008, des écarts constatés pour l'année 2009 et des écarts estimés pour l'année 2010, est pris en compte pour définir le tarif pour la période tarifaire suivante.

Les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente proposition tarifaire. Ce taux est fixé à 4,2 % par an, nominal, avant impôt.

Les montants de référence des postes du CRCP pour TIGF sont les suivants:

M€	2009	2010
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	124,93	125,63
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	53,42	55,31
Produits de raccordement des CCCG, couverts à 100%	0	0
Charges de capital, couvertes à 100%	110,9	134,4
Charges d'énergie motrice et écart de charges et de recettes lié aux quotas de CO ₂ , couvertes à 80%	11,0	12,2 ^(*)
Recettes liées au contrat inter-opérateur, couvertes à 100%	19,2	31,8

(*) En cas de variation du prix de l'énergie supérieure à 5 %, le montant de référence retenu pour les charges d'énergie motrice pourra être revu lors de la mise à jour de la grille tarifaire.

3. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} janvier 2009

La grille tarifaire détaillée de TIGF est établie de manière à couvrir le revenu autorisé moyen sur la période 2009-2010. Cette grille tarifaire pourra être mise à jour au 1^{er} avril 2010.

3.1. Acheminement sur le réseau principal

Le tarif d'utilisation du réseau principal de TIGF comporte les termes suivants :

- terme de capacité d'entrée sur le réseau principal (TCE) ;
- terme de capacité de sortie aux PIR (TCST) ;
- terme de capacité de sortie du réseau principal (TCS) ;
- terme de proximité (TP) ;
- termes de capacité d'entrée et de sortie aux PITS (TCES et TCSS).

Sur une partie du réseau principal de TIGF, les souscriptions se font par saison :

- saison d'été, d'avril à octobre inclus ;
- saison d'hiver, de novembre à mars inclus.

a) Terme de capacité d'entrée sur le réseau principal

Les termes applicables aux souscriptions saisonnières de capacité journalière d'entrée sur le réseau principal de TIGF sont définis dans le tableau suivant :

Point d'entrée	TCE (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCE (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Eté	Hiver	Eté et Hiver
GRTgaz Sud	43,75	31,25	90 %
Lacq	21	24	75 %
Biriatou	52,5	37,5	75 %
Larrau	52,5	37,5	75 %

b) Terme de capacité de sortie aux PIR

Les termes applicables aux souscriptions saisonnières de capacité journalière de sortie aux PIR sont définis dans le tableau suivant :

PIR	TCST (€/MWh/jour par saison) Souscriptions fermes		TCST (coefficient sur terme ferme) Souscriptions interruptibles
	Eté	Hiver	Eté et Hiver
GRTgaz Sud	43,75	31,25	75 %
Biriatou	166	119	75 %
Larrau	166	119	75 %

c) Terme de capacité de sortie du réseau principal

Chaque zone de sortie du réseau principal de TIGF est définie par l'ensemble des points de livraison qui lui sont rattachés.

Pour chaque expéditeur et dans chaque zone de sortie, la souscription annuelle ferme de capacité de sortie du réseau principal doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions annuelles fermes de capacité de livraison dans cette zone de sortie.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal de TIGF est égal pour toutes les zones de sortie à 87 €/MWh/jour par an.

d) Terme de proximité

Le terme de proximité vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur concerné. Il s'applique, pour chaque expéditeur, à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz allouée au point d'entrée sur le réseau de transport et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée.

Le terme de proximité s'applique aux couples points d'entrée / zones de sortie suivants :

Point d'entrée	Zone de sortie associée	TP (€/MWh)
GRTgaz Sud	Région Hérault / Région Dordogne	0,32
Lacq	Région Lacq	0,37

e) Termes de capacité d'entrée et de sortie des stockages

Le réseau de transport de TIGF comprend un PITS : *Stockage du Sud-ouest*

Les termes (TCES et TCSS) applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée et de sortie au PITS sont définis dans le tableau suivant :

PITS	TCES (€/MWh/jour par an)	TCSS (€/MWh/jour par an)
Stockage du Sud-ouest	24	54

Les capacités annuelles d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité journalière nominale de soutirage, augmentée le cas échéant de la capacité journalière de soutirage de pointe, et à la capacité journalière nominale d'injection, souscrites par cet expéditeur auprès de l'opérateur de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

Il n'est pas commercialisé de capacité annuelle interruptible d'entrée et de sortie au PITS.

3.2. Acheminement sur le réseau régional

a) Souscription annuelle ferme

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes de capacité journalière de transport sur le réseau régional est le produit du terme unitaire, fixé à 45,50 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	45,5 x NTR

La liste des points de livraison sur le réseau de TIGF, accompagnés de leur zone de sortie et de leur valeur de NTR, figure en annexe du présent document.

Lorsqu'un nouveau point de livraison est créé, TIGF calcule la valeur du NTR de façon transparente et non discriminatoire, sur la base d'une méthode de calcul publiée sur son site internet, et en communique le résultat à la CRE.

La souscription de capacité ferme de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription de capacité ferme de livraison en ce point.

b) Souscription annuelle interruptible

Pour toute capacité annuelle interruptible de transport sur le réseau régional souscrite, le terme de capacité de transport sur le réseau régional (TCR) est remplacé par un terme unitaire égal au produit du niveau de tarif régional (NTR) par 0,10 €/MWh, s'appliquant aux quantités de gaz consommées chaque jour au-delà de la souscription annuelle ferme de capacité journalière.

La souscription annuelle de capacité interruptible de transport sur le réseau régional est égale, pour chaque point de livraison, à la souscription annuelle de capacité interruptible de livraison en ce point.

Les conditions d'interruptibilité sur le réseau régional sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

3.3. *Livraison du gaz*

a) Pour les consommateurs raccordés au réseau de transport

Pour les expéditeurs alimentant des consommateurs finals raccordés au réseau de transport, le terme de livraison est composé :

- d'un terme fixe égal à 1 900 €/an et par poste de livraison ;
- d'un terme applicable aux souscriptions de capacité journalière de livraison.

Le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes ou interruptibles de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	12

Tout expéditeur alimentant un ou des consommateurs finals raccordés au réseau de transport de TIGF se voit attribuer simultanément, à sa demande, les capacités existantes de livraison correspondant aux besoins.

Si plusieurs expéditeurs alimentent simultanément un consommateur final raccordé au réseau de transport, le terme fixe est réparti au prorata de leurs souscriptions de capacité de livraison.

b) Pour les PITD

Pour les expéditeurs alimentant des PITD, le terme applicable aux souscriptions annuelles fermes ou interruptibles de capacité journalière de livraison est défini dans le tableau suivant :

	TCL (€/MWh/jour par an)
TIGF	15

En application du système de souscription normalisée des capacités de transport aux PITD, sur chaque PITD, la capacité annuelle ferme de livraison (« capacité normalisée ») est allouée à chaque expéditeur par les GRT. Elle est égale à la somme :

- des capacités annuelles souscrites sur le réseau de distribution pour les points de livraison (PDL) « à souscription » alimentés en aval du PITD considéré ;
- des capacités calculées par GRTgaz pour les PDL « non à souscription » alimentés en aval du PITD considéré, en multipliant la consommation journalière de pointe des PDL « non à souscription » par le coefficient d'ajustement « A » correspondant.

Les évolutions des coefficients A sont fixées par la CRE, sur proposition des GRT.

A compter du 1^{er} avril 2010, la souscription de capacité interruptible est limitée aux PITD où ces capacités interruptibles sont nécessaires pour assurer l'acheminement de gaz à la pointe de froid au risque 2 %.

TIGF publiera sur son site la liste des PITD pour lesquels des capacités interruptibles sont commercialisées après le 1^{er} avril 2010.

3.4. Souscription mensuelle de capacités

- Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière d'entrée et de sortie vers les PIR de TIGF sont égaux à 1,5/7^{ème} du terme saisonnier été ferme correspondant et à 1,5/5^{ème} du terme saisonnier hiver ferme correspondant.

Des capacités mensuelles interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriadou. Le tarif de ces capacités en été est égal à 1,5/7^{ème} du terme saisonnier été interruptible correspondant, et en hiver à 1,5/5^{ème} du terme saisonnier hiver interruptible correspondant.

- Aux PITS :

Il n'est pas commercialisé de capacité mensuelle d'entrée et de sortie aux PITS.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional, et de livraison, sont égaux aux termes applicables aux souscriptions annuelles fermes correspondantes, multipliés par les coefficients suivants :

Mois	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	8/12 ^{ème}
Décembre	4/12 ^{ème}
Mars – Novembre	2/12 ^{ème}
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12 ^{ème}
Juillet – Août	0,5/12 ^{ème}

3.5. Souscription quotidienne de capacités

- Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR :

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR sont égaux à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Des capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF au point d'entrée Larrau et en sortie vers le PIR Biriadou à un prix égal à 1/20^{ème} des termes applicables aux souscriptions mensuelles interruptibles correspondantes en ces points.

- Aux PITS :

Les capacités quotidiennes d'entrée et de sortie aux PITS allouées à chaque expéditeur par TIGF sont égales, respectivement, à la capacité quotidienne de soutirage et à la capacité quotidienne d'injection attribuées par l'opérateur de stockage en complément des capacités annuelles correspondantes, dans la limite des capacités du réseau.

Le terme applicable aux souscriptions quotidiennes de capacité journalière aux PITS est égal à $1/320^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme en ces points.

- En sortie du réseau principal, sur le réseau régional et en livraison :

Les souscriptions quotidiennes de capacité sont commercialisées par TIGF pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes fermes de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/20^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les termes applicables aux souscriptions quotidiennes interruptibles de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison, sont égaux à $1/30^{\text{ème}}$ des termes applicables aux souscriptions mensuelles fermes correspondantes.

Les capacités quotidiennes interruptibles sont commercialisées par TIGF, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes commercialisables, le jour concerné, ont été souscrites.

3.6. Capacité horaire de livraison

Les capacités horaires de livraison ne s'appliquent qu'aux consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

Toute souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison donne droit à une capacité horaire de livraison égale à $1/20^{\text{ème}}$ de la capacité journalière souscrite (sauf cas particulier où cette capacité horaire ne serait pas disponible).

Pour bénéficier, dans la mesure des possibilités du réseau, d'une capacité horaire supérieure, l'expéditeur doit acquitter un complément de prix p , égal à :

$$p = (C_{\text{max}} - C) \times 10 \times (TCL + TCR)$$

Avec :

C_{max} : Capacité horaire de livraison demandée par l'expéditeur.

C : Capacité horaire de livraison réservée à travers la souscription annuelle, mensuelle ou quotidienne de capacité journalière de livraison.

TCL : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de livraison.

TCR : Terme annuel, mensuel ou quotidien de capacité journalière de transport sur le réseau régional.

3.7. Services complémentaires

a) “Use it or lose it” court terme interruptible (UIOLI CT)

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées sous forme interruptible, chaque jour, par TIGF, à un prix égal à 1/500^{ème} de la somme du prix de la souscription saisonnière ferme d'été et du prix de la souscription saisonnière ferme d'hiver en ces points.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT interruptible sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

A l'interface avec GRTgaz, ce service est commercialisé de façon coordonnée avec GRTgaz.

b) Vente aux enchères de capacité quotidienne

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, TIGF est autorisé à commercialiser, chaque jour, les capacités fermes restant disponibles après la fin de la période de vente des capacités fermes journalières au tarif régulé.

Les règles de fonctionnement du mécanisme d'enchères de capacité quotidienne sont définies par TIGF, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur son site internet.

Le prix de réserve utilisé pour le mécanisme d'enchères est égal à 1/200^{ème} du prix de la souscription de capacité annuelle ferme correspondant.

3.8. Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz, hors Lacq

Les termes applicables aux souscriptions annuelles de capacité journalière d'entrée sur le réseau de TIGF à partir des PITP sont les suivants :

- pour les PITP dont la capacité d'entrée sur le réseau est inférieure à 5 GWh/j, le terme applicable est de 7 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme tarifaire applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

V. Cession des capacités de transport sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

Les capacités de transport souscrites aux points d'entrée, aux sorties vers les PIR et sur les liaisons entre zones d'équilibrage sont librement cessibles, sans surcoût pour les expéditeurs qui n'utilisent pas le service de plateforme d'échange de capacités proposé, le cas échéant, par les GRT.

Lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles ou saisonnières dans leur intégralité, l'acquéreur récupère tous les droits et obligations liés à ces souscriptions. Dans les autres cas, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis-à-vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut descendre jusqu'à un pas de temps quotidien, quelle que soit la durée de la souscription initiale.

Les capacités de transport aval, entre le PEG et le point de livraison à un site industriel directement raccordé au réseau de transport, sont cessibles dans le cas où l'industriel concerné a souscrit ces capacités auprès du GRT.

Les modalités de ces cessions de capacités de transport sont définies par les GRT, sur des bases objectives et transparentes prévenant toute discrimination, et rendues publiques par les GRT sur leur site internet.

VI. Pénalités pour dépassement de capacité sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

1. Pénalités pour dépassement de capacité journalière

1.1. Modalités de calcul des pénalités pour dépassement de capacité journalière

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 3 % de la capacité journalière souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 3 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 3 % et 10 %, la pénalité est égale à 20 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière ;
- pour la part du dépassement supérieure à 10 %, la pénalité est égale à 40 fois le prix de la souscription quotidienne ferme de capacité journalière.

Les GRT donnent la possibilité aux expéditeurs d'ajuster rapidement leurs souscriptions de capacité lorsqu'un dépassement de capacité est constaté, sous réserve des disponibilités du réseau.

1.2. Modalités de calcul des dépassements de capacité journalière

a) Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les consommateurs finals raccordés au réseau de transport et les PIRR

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre la quantité de gaz livrée et la capacité journalière de livraison souscrite.

b) Dépassement de capacité journalière de transport régional et de livraison pour les PITD

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de livraison correspondante, si cette différence est positive, zéro sinon ;
- différence entre la somme des quantités journalières livrées aux PDL « non à souscription » et la somme des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, zéro sinon.

c) Dépassement de capacité journalière de sortie du réseau principal

Pour un jour donné, la valeur de dépassement de capacité journalière prise en compte est égale à la différence, si elle est positive, entre les deux valeurs suivantes :

- différence entre la quantité journalière de gaz livrée et la capacité journalière de sortie du réseau principal correspondante, si cette différence est positive, zéro sinon ;
- différence entre la somme des quantités journalières livrées sur la zone de sortie aux PDL « non à souscription » et la somme pour la zone de sortie des capacités normalisées pour les PDL « non à souscription », si cette différence est positive, zéro sinon.

En cas d'exercice de l'interruptibilité par le GRT, les calculs de dépassement ci-dessus sont effectués en réduisant la capacité interruptible de la part interrompue demandée par le GRT.

2. Pénalités pour dépassement de capacité horaire

Chaque jour, les dépassements de capacité horaire de transport sur le réseau régional et de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font l'objet de pénalités. Pour une journée donnée, le dépassement de capacité horaire est calculé en considérant la valeur maximale de la moyenne horaire des quantités livrées au point de livraison concerné sur quatre heures consécutives.

Pour la partie du dépassement inférieure ou égale à 10 % de la capacité horaire souscrite, aucune pénalité n'est facturée.

Pour la partie du dépassement supérieure à 10 %, le calcul des pénalités est basé sur le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire, de la façon suivante :

- pour la part du dépassement comprise entre 10 % et 20 %, la pénalité est égale à 45 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire ;
- pour la part du dépassement supérieure à 20 %, la pénalité est égale à 90 fois le prix de la souscription quotidienne de capacité horaire.

Les pénalités pour dépassement de capacité horaire ne sont pas appliquées par GRTgaz si l'expéditeur corrige sa souscription annuelle de capacité horaire jusqu'au niveau du dépassement constaté.

3. Redistribution annuelle des pénalités pour dépassement de capacité

Chaque GRT redistribue le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de juin de l'année suivante.

Pour chaque GRT, le montant de pénalités à redistribuer est réparti entre les expéditeurs proportionnellement aux quantités de gaz livrées à des consommateurs finals raccordés au réseau de transport et à des PIRR. Chaque GRT publie sur son site internet le montant unitaire de pénalités ainsi redistribuées, exprimé en euros par MWh consommé par les consommateurs finals raccordés au réseau de transport.

VII. Points notionnels d'échange de gaz sur les réseaux de GRTgaz et TIGF

Il existe un point notionnel d'échange de gaz (PEG) dans chaque zone d'équilibrage, offrant la possibilité aux expéditeurs d'échanger des quantités de gaz.

Les modalités de fonctionnement des PEG sont définies par les GRT, sur la base de critères objectifs et transparents prévenant toute discrimination, et rendues publiques sur leur site internet.

Pour l'année 2009, le terme d'accès aux points d'échange de gaz comprend :

- un terme fixe annuel, égal au maximum à 6 000 € par point d'échange ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées égal au maximum à 0,01 €/MWh.

Les échanges de gaz réalisés sur une plateforme électronique peuvent faire l'objet de livraisons en un point d'échange de gaz par une entité en charge de réaliser la compensation entre les échanges opérés sur la dite plateforme électronique. Les nominations aux PEG d'une telle entité à des fins de compensation, neutres vis-à-vis du marché, ne sont pas soumises au terme proportionnel aux quantités échangées.

VIII. Mécanisme de régulation de la qualité de service des GRT

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour les deux GRT sur les domaines clés de leur activité. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet.

Certains indicateurs publiés sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par les GRT à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le dispositif de suivi de la qualité de service des GRT pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT donnant lieu à incitation financière

1.1. Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires

Calcul :	Nombre de jours non conformes ⁽¹⁾ par zone d'équilibrage et par mois (un indicateur par zone d'équilibrage, tous expéditeurs et tous GRD confondus)
Suivi :	Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de remontée à la CRE : mensuelle Fréquence de publication : mensuelle Fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	Objectif de base : 4 jours non conformes par mois pour GRTgaz et 3 jours non conformes par mois pour TIGF Objectif cible : 1 jour non conforme par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : <ul style="list-style-type: none"> – 100 k€par jour non conforme, à partir de l'objectif de base – 50 k€par jour non conforme, à partir du 6^{ème} jour non conforme • Bonus : 100 k€par jour non conforme, si le nombre de jours non conformes est inférieur ou égal à l'objectif cible • Plafond : le montant total annuel, correspondant à la valeur absolue de la somme algébrique des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 1,2 M€par an et par zone d'équilibrage. <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : 25 k€par jour non conforme, à partir de l'objectif de base • Bonus : 25 k€par jour non conforme, si le nombre de jours non conformes est inférieur ou égal à l'objectif cible • Plafond : le montant total annuel, correspondant à la valeur absolue de la somme algébrique des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à 0,3 M€par an.

(1) : Pour une zone d'équilibrage (ZET) donnée, le jour J du mois M est non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 3% :

- la mesure provisoire de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD de la ZET ce jour J et transmise aux GRD le 20 du mois M+1.

1.2. Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport

Calcul :	Nombre de comptages de points de livraison industriels télérelevés sur le mois conformes ⁽²⁾ / nombre total de comptages de points de livraison industriels télérelevés sur le mois. (un indicateur par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET et tous points de livraison industriels télérelevés confondus)
Suivi :	Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de remontée à la CRE : mensuelle Fréquence de publication : mensuelle Fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	Objectif de base : 93 % par mois Objectif cible : 97 % par mois
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : 50 k€par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base • Bonus : 100 k€par point de pourcentage au dessus (strictement) de l'objectif cible • Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par GRTgaz, est limité à 2 M€par an. <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : 12,5 k€par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base • Bonus : 25 k€par point de pourcentage au dessus (strictement) de l'objectif cible • Plafond : le montant total annuel, correspondant à la somme des pénalités à verser et des bonus à recevoir par TIGF, est limité à 0,5 M€par an.

(2) : Pour un mois donné M, un comptage est conforme s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois M pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs suivantes est strictement supérieur à 1% :

- la mesure provisoire de l'énergie du jour J transmise le jour J+1 du mois M ;
- la mesure définitive de l'énergie du jour J transmise le 20 du mois M+1.

1.3. Taux de disponibilité du portail des GRT

Calcul :	Nombre d'heures de disponibilité du portail sur le mois / nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois (un indicateur par GRT de taux de disponibilité mensuelle du portail, calculé sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7)
Suivi :	Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de remontée à la CRE : mensuelle Fréquence de publication : mensuelle Fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	Objectif de base : 98 % par mois Objectif cible : 100 % par mois pour GRTgaz et 99 % par mois pour TIGF
Incitations :	<p>GRTgaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : 100 k€par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base • Bonus : 100 k€si l'objectif cible est atteint <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pénalité : 25 k€par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base • Bonus : 25 k€par point de pourcentage à partir de l'objectif cible

Pour TIGF, dans la mesure où la mise en œuvre du portail ne sera effective que début 2009, l'incitation financière ne portera que sur les résultats observés pour l'année 2010.

Pour l'année 2010, la plage d'utilisation retenue pourra être révisée en fonction du retour d'expérience.

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT

2.1. Indicateurs relatifs à la qualité des données transmises

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Qualité des quantités télérelevées aux PITD	Nombre de jours non conformes ⁽³⁾ dans le mois pour les quantités télérelevées aux PITD / nombre de jours du mois, par zone d'équilibrage (soit un indicateur par zone d'équilibrage, tous expéditeurs et tous GRD confondus)	Mensuelle	<i>Objectif :</i> <ul style="list-style-type: none"> • 8 % de jours non conformes pour GRTgaz • 6 % de jours non conformes pour TIGF <i>Mise en œuvre :</i> 01/01/2009
Qualité des quantités estimées aux PITD	Nombre de jours non conformes ⁽³⁾ dans le mois pour les quantités estimées aux PITD / nombre de jours du mois, par zone d'équilibrage (soit un indicateur par zone d'équilibrage, tous expéditeurs et tous GRD confondus)		<i>Objectif :</i> <ul style="list-style-type: none"> • 40 % de jours non conformes pour GRTgaz • 70 % de jours non conformes pour TIGF <i>Mise en œuvre :</i> 01/01/2009
Qualité des quantités infra journalières mesurées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport	Nombre de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télérelevés conformes ⁽⁴⁾ sur le mois / nombre total de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télérelevés sur le mois (soit un indicateur par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET et tous points de livraison industriels télérelevés confondus)		<i>Mise en œuvre :</i> mi-2010
Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD	Nombre de jours par mois pour lesquels le GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors délai convenu entre le GRT et les GRD (un indicateur par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET, tous GRD confondus)		<i>Objectif :</i> un fichier envoyé hors délai par mois <i>Mise en œuvre :</i> 01/01/2009

(3) : cf. (1).

(4) : cf. (2).

2.2. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités disponibles	Capacité ferme mise à disposition lors des travaux / capacité ferme technique, par type de points du réseau ⁽⁵⁾	Mensuelle Indicateur calculé pour les mois d'avril à décembre	01/01/2009
Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition (à la hausse ou à la baisse) entre le programme de maintenance prévisionnel publié en début d'année et le programme de maintenance réalisé, par type de points du réseau ⁽⁵⁾		01/01/2009
Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT	Variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition (à la hausse ou à la baisse) entre le programme de maintenance prévisionnel publié à M-2 et le programme de maintenance réalisé, par type de points du réseau ⁽⁵⁾		mi-2009

(5) : cinq types de points sont retenus :

- Les PIR dans le sens dominant
- L'interface GRTgaz Sud / TIGF dans les deux sens
- La liaison Nord / Sud dans les deux sens
- L'entrée aux PITTM
- L'entrée et la sortie aux PITS

2.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Objectif / Date de mise en œuvre
Délai de traitement des demandes de réservation de capacités sur le réseau principal	Délai moyen de traitement des demandes de réservation	Mensuelle	Objectif : 5 jours Mise en œuvre : 01/07/2009

2.4. Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO ₂)	Trimestrielle	01/01/2009
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / volume mensuel de gaz acheminé		01/01/2009

IX. Annexes

Annexe 1 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de GRTgaz classés par zone de sortie du réseau principal.

Annexe 2 : Liste des points de livraison du réseau de transport de gaz de TIGF classés par zone de sortie du réseau principal.

Fait à Paris, le 10 juillet 2008

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président

Philippe de LADOUCKETTE