

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 octobre 2010 portant proposition de modification des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel THIOLLIERE, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Madame Anne DUTHILLEUL, Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ et Madame Marie-Solange TISSIER, commissaires.

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

Les principales dispositions de cet arrêté sont :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans ;
- pour GRTgaz, la période tarifaire est de quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. La grille tarifaire de GRTgaz évolue au 1^{er} avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacités, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie ;
- pour TIGF, le tarif est fixé pour une période de deux ans.

Ces tarifs ont été modifiés pour GRTgaz au 1^{er} avril 2010, sur proposition de la CRE du 3 décembre 2009 (arrêté du 10 mars 2010).

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée et en application de l'arrêté du 6 octobre 2008, la CRE propose de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, conçus pour s'appliquer du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2012 pour GRTgaz et du 1^{er} avril 2011 au 31 mars 2013 pour TIGF.

Pour établir sa proposition, la CRE a mené une consultation publique (du 21 juillet au 6 septembre 2010), organisé une table ronde avec les acteurs du marché le 23 septembre 2009 et procédé aux auditions des deux gestionnaires des réseaux de transport de gaz (GRT).

Conformément au cadre tarifaire en vigueur, la CRE a pris en compte dans le calcul des charges de capital à couvrir par les tarifs le résultat des audits qu'elle a menés, sur le projet artère de Guyenne pour TIGF et sur les règles de capitalisation des charges pour GRTgaz.

Pour GRTgaz, le revenu autorisé 2011 augmente de 3,6 % par rapport à celui de l'année 2010. Cette hausse est inférieure à celle anticipée dans l'arrêté du 6 octobre 2008 (+4,6 % par an en moyenne sur la période 2010-2012). Cette différence s'explique par une inflation sur l'année 2010 plus faible que prévue dans l'arrêté du 6 octobre 2008 et par une baisse des charges d'énergie. Compte tenu des prévisions de souscriptions de capacités en 2011, en baisse par rapport aux hypothèses prévues en juillet 2008, le tarif unitaire moyen de GRTgaz augmente de 2,9 % au 1^{er} avril 2011, soit une hausse proche de celle anticipée dans l'exposé des motifs de la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008 (+2,8 % par an en moyenne entre 2009 et 2012).

Pour TIGF, le revenu autorisé annuel moyen baisse de 6,7 % par rapport au tarif actuel. Cette baisse est due à la prise en compte du solde excédentaire du CRCP¹ (39,7 M€) du tarif 2009-2010, du fait principalement des investissements réalisés (inflation réelle inférieure à celle retenue dans le tarif) et des charges d'énergie constatées inférieures aux prévisions retenues pour l'établissement du précédent tarif. Compte tenu de la hausse des prévisions de souscriptions de capacités en 2011 et 2012, le tarif unitaire moyen de TIGF diminue de 10,2 % au 1^{er} avril 2011.

Sur la structure tarifaire d'ensemble, aucune modification n'est proposée à ce stade, la concertation devant se poursuivre.

Un service de flexibilité intra-journalière est introduit sur le réseau de GRTgaz. Ce dispositif, qui s'inscrit dans le cadre d'un équilibrage journalier pour le marché du gaz en France, repose sur les principes suivants :

- il s'agit d'un service interruptible et facturé à l'usage, qui s'applique à tous les sites fortement modulés quel que soit leur usage du gaz ;
- le tarif de ce service prend en compte les coûts supplémentaires liés à la flexibilité intra-journalière sollicitée par ces sites.

Ce nouveau cadre donne de la visibilité sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz pour les sites fortement modulés.

Enfin, la CRE propose une mise à jour du dispositif de régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF à compter du 1^{er} avril 2011. Trois indicateurs évoluent afin de tenir compte des progrès réalisés par les transporteurs et, ainsi, de conserver un caractère incitatif.

¹ CRCP : compte de régularisation des charges et produits permettant de couvrir tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis

Table des matières

EXPOSE DES MOTIFS

I - CADRE DE REGULATION.....	5
1.1. <i>Cadre de régulation en vigueur.....</i>	5
1.2. <i>Traitement tarifaire des subventions européennes.....</i>	5
II - MISE A JOUR DU NIVEAU DU TARIF DE GRTGAZ.....	6
1. CHARGES D'EXPLOITATION (OPEX).....	6
1.1. <i>Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie.....</i>	6
1.2. <i>Charges d'énergie.....</i>	6
1.3. <i>Service de conversion de gaz H en gaz B.....</i>	6
1.4. <i>Plateforme d'échanges de capacités Capsquare.....</i>	7
1.5. <i>Règles de capitalisation des charges.....</i>	7
1.6. <i>Charges nettes d'exploitation.....</i>	7
2. CHARGES DE CAPITAL (CAPEX).....	7
2.1. <i>Coûts échoués.....</i>	7
3. SOLDE DU CRCP POUR GRTGAZ.....	8
4. REVENU AUTORISE POUR GRTGAZ.....	9
5. HYPOTHESES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES RETENUES POUR GRTGAZ.....	9
5.1. <i>Réseau principal.....</i>	9
5.2. <i>Réseau régional et livraison.....</i>	9
5.3. <i>Evolution globale des souscriptions de capacités sur le réseau de GRTgaz.....</i>	10
6. EVOLUTION MOYENNE DU TARIF DE GRTGAZ.....	10
III - NIVEAU DU TARIF DE TIGF.....	10
1. CHARGES D'EXPLOITATION (OPEX).....	10
1.1. <i>Charges d'énergie.....</i>	10
1.2. <i>Charges de personnel.....</i>	11
1.3. <i>Moyens communs.....</i>	11
1.4. <i>Evolution des règles d'allocation comptable (RAC).....</i>	11
1.5. <i>Evolution du contrat transport Lussagnet (CTL).....</i>	11
1.6. <i>Charges nettes d'exploitation.....</i>	12
2. CHARGES DE CAPITAL DE TIGF (CAPEX).....	12
2.1. <i>Coûts échoués.....</i>	12
2.2. <i>Audit du projet artère de Guyenne de TIGF.....</i>	12
3. SOLDE DU CRCP POUR TIGF.....	13
4. REVENU AUTORISE POUR TIGF.....	13
5. HYPOTHESES DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITES RETENUES POUR TIGF.....	14
5.1. <i>Réseau principal.....</i>	14
5.2. <i>Réseau régional et livraison.....</i>	14
5.3. <i>Evolution globale des souscriptions de capacités sur le réseau de TIGF.....</i>	14
6. EVOLUTION MOYENNE DU TARIF DE TIGF.....	14
IV - STRUCTURE DES TARIFS.....	15
1. SERVICE DE FLEXIBILITE INTRA-JOURNALIERE POUR LES SITES FORTEMENT MODULES.....	15
1.1. <i>Travaux préparatoires.....</i>	15
1.2. <i>Proposition de la CRE.....</i>	16
1.3. <i>Définition des travaux à venir.....</i>	19
2. EVOLUTION DU NIVEAU DES DIFFERENTS TERMES TARIFAIRES.....	19
2.1. <i>Aux points d'entrée terrestres français.....</i>	19
2.2. <i>A l'interface avec les terminaux méthaniers et les stockages.....</i>	19
2.3. <i>Synthèse sur l'évolution du niveau des différents termes.....</i>	20
3. AUTRES POINTS.....	20
V - MISE A JOUR DU DISPOSITIF DE REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE DE GRTGAZ ET TIGF.....	21

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

II - PRINCIPES DE REMUNERATION DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ	22
1. CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL	22
2. TAUX DE REMUNERATION	22
3. INCITATION A L'INVESTISSEMENT	22
4. TRAITEMENT DES SUBVENTIONS EUROPEENNES	22
III - TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TRANSPORT DE GRTGAZ	23
1. TRAJECTOIRE DE REVENU AUTORISE	23
1.1. Charges de capital (CAPEX) :	23
1.2. Charges d'exploitation (OPEX) nettes :	23
1.3. Prise en compte du solde du CRCP en cours de période tarifaire	24
2. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ	24
3. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE GRTGAZ APPLICABLE AU 1 ^{ER} AVRIL 2011	25
3.1. Acheminement sur le réseau principal	25
3.2. Acheminement sur le réseau régional	27
3.3. Livraison du gaz	28
3.4. Souscription mensuelle de capacités	29
3.5. Souscription quotidienne de capacités	29
3.6. Capacité horaire de livraison	30
3.7. Services complémentaires	30
3.8. Offre d'acheminement interruptible à préavis court	30
3.9. Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés	31
3.10. Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz	32
3.11. Conversion de qualité de gaz	32
3.12. Tolérance optionnelle d'équilibrage	32
IV - TARIF D'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF	33
1. REVENU AUTORISE	33
2. PRISE EN COMPTE DU SOLDE DU CRCP EN FIN DE PERIODE TARIFAIRE	33
3. GRILLE TARIFAIRE POUR L'UTILISATION DU RESEAU DE TIGF APPLICABLE AU 1 ^{ER} AVRIL 2011	34
3.1. Acheminement sur le réseau principal	34
3.2. Acheminement sur le réseau régional	35
3.3. Livraison du gaz	36
3.4. Souscription mensuelle de capacités	36
3.5. Souscription quotidienne de capacités	37
3.6. Capacité horaire de livraison	37
3.7. Services complémentaires	38
3.8. Injection de gaz sur le réseau à partir d'une installation de production de gaz, hors Lacq	38
V - CESSION DES CAPACITES DE TRANSPORT SUR LES RESEAUX DE GRTGAZ ET TIGF	39
VIII - MECANISME DE REGULATION DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	39
1. INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT DONNANT LIEU A INCITATION FINANCIERE	39
1.1. Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires	39
1.2. Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport	40
1.3. Taux de disponibilité du portail des GRT	41
2. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DES GRT	42
2.1. Indicateurs relatifs à la qualité des données transmises	42
2.2. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance	43
2.3 Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs	44
2.4. Indicateurs relatifs à l'environnement	44
IX - ANNEXE	44

EXPOSE DES MOTIFS

I - Cadre de régulation

1.1. Cadre de régulation en vigueur

L'arrêté du 6 octobre 2008 prévoit les dispositions suivantes :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans ;
- pour GRTgaz, la période tarifaire est de quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. La grille tarifaire de GRTgaz évolue au 1^{er} avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacités, de l'inflation, des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie et de la prise en compte du CRCP ;
- pour TIGF, le tarif est fixé pour une période de deux ans.

Conformément à cet arrêté, la CRE propose une mise à jour annuelle du tarif de GRTgaz et un nouveau tarif pour TIGF pour 2 ans, destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2011.

1.2. Traitement tarifaire des subventions européennes

Dans le cadre du Plan de Relance Européen pour l'Energie de juillet 2009, la Commission européenne a prévu d'accorder aux GRT français des subventions² d'un montant maximum de 305 M€ au titre du développement des interconnexions avec l'Espagne et la Belgique.

La CRE propose de compléter le cadre tarifaire introduit par l'ATRT4 pour définir le traitement tarifaire de ces subventions.

Elle considère que les subventions accordées doivent bénéficier aux utilisateurs des réseaux, et donc *in fine* aux consommateurs de gaz naturel, en permettant une diminution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport. Néanmoins, dans le cas particulier des tarifs de transport de gaz, une incitation à l'investissement sous la forme d'une prime de 3% pendant 10 ans est prévue dans le tarif en vigueur. Cette incitation a lieu d'être maintenue sur la part des investissements financée par des subventions européennes.

Dans ces conditions, la CRE propose de limiter les charges de capital normatives pour la part subventionnée des actifs inscrite dans la base d'actifs régulés (BAR), à la rémunération de 3 % pendant 10 ans. La rémunération des immobilisations en cours ne s'appliquerait pas à la part des investissements financée par des subventions perçues. Cette règle s'appliquerait uniquement aux actifs bénéficiant du taux de rémunération majoré prévu par le tarif d'utilisation des réseaux de transport.

Le traitement tarifaire proposé permet aux utilisateurs des réseaux de bénéficier de la majeure partie de la subvention.

² RÈGLEMENT (CE) N° 663/2009 DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 13 juillet 2009 établissant un programme d'aide à la relance économique par l'octroi d'une assistance financière communautaire à des projets dans le domaine de l'énergie

II - Mise à jour du niveau du tarif de GRTgaz

1. Charges d'exploitation (OPEX)

1.1. Charges nettes d'exploitation hors révision des charges d'énergie

Pour l'année 2010, les charges nettes d'exploitation retenues étaient de 610,9 M€. L'inflation constatée³ en 2009 étant de 0,06 %, les charges nettes d'exploitation de référence pour 2010 sont de 608,9 M€.

Le tarif en vigueur prévoit que, chaque année à partir de 2010, hors variation du prix de l'énergie, « 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 suivant : $Z = IPC + 1,1\%$ ».

L'hypothèse d'inflation retenue³ pour 2010 dans le Projet de loi de finances 2011 étant de + 1,5 %, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2011, hors variation du prix de l'énergie, augmenteront de 2,6 % par rapport aux OPEX nettes de référence pour l'année 2010, soit un montant de 624,7 M€.

1.2. Charges d'énergie

En application des dispositions de l'arrêté du 6 octobre 2008, la CRE propose de modifier le montant de référence retenu pour les charges d'énergie dans la mesure où la variation du prix de l'énergie a été supérieure à 5 %.

La CRE propose une baisse des charges d'énergie prévisionnelles de GRTgaz pour 2011 par rapport aux prévisions initiales. Cette baisse est liée à la diminution du prix du gaz et à la baisse des besoins de gaz de GRTgaz.

Le prix moyen d'achat de gaz en 2011 est estimé à 20,13 €/MWh.

La baisse des besoins de gaz résulte principalement de la mise en service commercial à 100 % du terminal de Fos Cavaou et du remplacement de turbocompresseurs fonctionnant au gaz par des électro-compresseurs.

En ce qui concerne l'écart de bilan technique (EBT), la CRE retient la proposition de GRTgaz de remplacer la valeur de 800 GWh prévue en juillet 2008 pour 2011 par 1 200 GWh. Le plan d'actions mis en œuvre par GRTgaz tend à réduire la dérive constatée en 2009 (EBT réalisé en 2009 de 2 255 GWh au lieu de 800 GWh).

Les charges relatives aux achats d'électricité sont en augmentation en 2011 par rapport à la prévision tarifaire de 2008, du fait de la hausse des prix de l'électricité et de l'augmentation du besoin de GRTgaz.

Après prise en compte des recettes et charges liées aux « quotas de CO₂ » de GRTgaz, les charges d'énergie retenues pour l'année 2011 s'élèvent à 66,6 M€ contre 115,1 M€ estimés initialement.

En M€	2010 - Prévision tarif	2010 - Estimation	2011 - Proposition tarifaire
Gaz carburant	45,1	29,4	34,8
Ecart de bilan technique	31,3	21,5	24,2
Electricité	17,0	10,7	15,8
Quotas de CO2	-2,5	0,0	-8,2
Total	90,9	61,6	66,6

1.3. Service de conversion de gaz H en gaz B

Pour permettre l'ouverture à la concurrence de la zone Nord B, un service de conversion de « base » de gaz H en gaz B est proposé par GRTgaz depuis le 1^{er} janvier 2007. Le prix de ce service est fixé à 50 % de son coût de revient pour GRTgaz, qui résulte d'un contrat de swap de gaz H en gaz B souscrit auprès de GDF Suez. Les souscriptions à ce service ont été, pour 2009, supérieures aux prévisions retenues dans la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008, ce qui traduit le développement soutenu de la concurrence dans la zone Nord B mais engendre des charges supplémentaires pour GRTgaz.

³ Inflation constatée en 2009 : +0,06 % et hypothèses d'inflation retenues pour les deux GRT (Projet de loi de finances 2011) : +1,5 % pour 2010 et 2011 et +1,75 % pour 2012.

Cette situation se poursuivant en 2010, la CRE propose pour 2011, conformément à la proposition tarifaire du 3 décembre 2009, une révision à la hausse de 2,6 M€ des charges nettes relatives au service de conversion « base » de gaz H en gaz B, soit une augmentation de 7,1 M€ des charges brutes et de 4,5 M€ des recettes liées à ce service.

1.4. Plateforme d'échanges de capacités Capsquare

Sur la base du retour d'expérience mené dans le cadre de la Concertation Gaz, la CRE propose de maintenir dans les services de base offerts par le tarif de GRTgaz le service d'accès à la plateforme d'échanges de capacités Capsquare.

En conséquence, les coûts d'exploitation de cette plateforme, soit 387 k€, sont pris en compte dans les charges nettes d'exploitation pour l'année 2011.

1.5. Règles de capitalisation des charges

En avril 2010, GRTgaz a transmis à la CRE un bilan des OPEX réalisées pour l'année 2009 et des OPEX estimées pour l'année 2010. Des écarts ont été identifiés entre les prévisions tarifaires et les réalisations sur plusieurs postes de charges. La CRE a lancé un audit afin d'analyser ces variations. Cet audit a montré, à partir de 2009, un traitement comptable des dépenses de sécurité et de mise en conformité (relatives à l'Arrêté « Multifluides » de 2006) différent de celui présenté par GRTgaz et retenu par la CRE pour déterminer la trajectoire tarifaire de l'ATRT4. Ces dépenses sont désormais traitées comme des investissements, tandis qu'elles avaient été couvertes en OPEX lors de l'établissement de la trajectoire du tarif en vigueur.

Le traitement comptable retenu par GRTgaz est justifié par :

- les règles comptables en vigueur (avis CNC n°2005 -D du 1^{er} juin 2005) qui permettent l'immobilisation des dépenses de sécurité et de mise en conformité si elles sont imposées par une obligation légale ;
- l'adoption des guides professionnels d'application de l'arrêté « Multifluides » intervenue sur la période d'avril 2008 à septembre 2009, permettant une comptabilisation des dépenses engagées sur l'année 2009 en immobilisation.

Toutefois, sur le plan tarifaire, il conduit à considérer une même charge à la fois en OPEX (dans la trajectoire prévisionnelle de l'ATRT4) et en charge de capital (via le CRCP).

Afin de neutraliser cet effet pour la période tarifaire en cours, la CRE propose de corriger les charges de capital (CAPEX) de GRTgaz. Le retraitement des CAPEX des années 2009 et 2010, via le CRCP, est de - 2 M€ en 2011.

La CRE indique que toute modification future significative des règles et méthodes comptables entre la détermination d'un tarif et les dates de réalisations effectives des dépenses fera l'objet d'un retraitement du niveau tarifaire si elle a un effet sur le niveau global du tarif.

1.6. Charges nettes d'exploitation

Après prise en compte de la révision du poste énergie (- 48,5 M€) et des charges liées au service de conversion de gaz H en gaz B (+ 7,1 M€) et à la plateforme *Capsquare* (+ 387 k€), les charges nettes d'exploitation à prendre en compte dans le revenu autorisé de 2011 de GRTgaz s'élèvent à 583,7 M€.

2. Charges de capital (CAPEX)

Conformément aux dispositions de l'arrêté du 6 octobre 2008, les charges de capital prévisionnelles de GRTgaz retenues pour 2011 sont égales à 861,9 M€.

2.1. Coûts échoués

Afin de faciliter la prise de décision pour les nouveaux investissements, le cadre tarifaire introduit par l'ATRT4 prévoit que la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont, qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas, pourraient être intégrées, au cas par cas, dans les charges de capital à couvrir par le tarif.

A ce titre, l'ATRT4 couvre pour GRTgaz une trajectoire prévisionnelle de coûts échoués d'environ 2 M€ par an en moyenne.

GRTgaz demande de revoir, dès 2011, la trajectoire de coûts échoués retenue dans l'ATRT4 sur la base des actifs effectivement retirés de l'inventaire en 2009 et 2010.

La CRE propose de faire un bilan des coûts échoués de GRTgaz à la fin de la période tarifaire :

- si le montant total de coûts échoués constaté sur la période 2009-2012 est inférieur à la prévision tarifaire retenue pour la même période, l'écart correspondant sera récupéré via le CRCP ;
- si le montant total de coûts échoués constaté sur la période 2009-2012 est supérieur à la prévision tarifaire, les coûts échoués supplémentaires pourront être couverts via le CRCP au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par l'opérateur à la CRE.

En ce qui concerne les études techniques et démarches amont, qui ne peuvent être immobilisées car les projets concernés ne se réalisent pas, la CRE propose dès à présent, en cohérence avec sa délibération du 27 mai 2010, de couvrir via le CRCP les coûts échoués relatifs au projet Taisnières à 930 GWh/j, soit 6 M€.

Par ailleurs, la CRE propose que les éventuels coûts échoués d'études techniques amont pour le raccordement de la Corse au gazoduc Galsi soient couverts par le tarif à hauteur de 3,5 M€ maximum, si ce projet ne se réalisait pas.

3. Solde du CRCP pour GRTgaz

Le bilan du CRCP de GRTgaz pour la période 2009-2010 est le suivant :

Total en M€ avant actualisation	Solde du CRCP 2009 (réalisé / prévision tarifaire)	Solde du CRCP 2010 (estimé / prévision tarifaire)
Postes prévus dans l'ATRT4 :		
- Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	11,8	-4,5
- Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	-0,2	-0,8
- Participations pour raccordement	7,7	2,0
- Charges de capital, hors coûts échoués	-12,8	-1,3
- Poste énergie	-3,7	-23,5
- Accord inter-opérateurs avec TIGF	5,1	1,1
- Ecart de charges d'exploitation nettes dû à la différence entre l'inflation définitive et la valeur retenue pour 2009	0,0	-2,0
- Qualité de service	0,8	2,4
Postes supplémentaires :		
- Coûts échoués liés aux études « cœur de réseau »	0	6
- Impact de l'audit des règles de capitalisation des OPEX	-0,8	-6,1
TOTAL	7,9	-26,7

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, ces montants seront apurés sur une période de quatre ans avec des annuités constantes. Le taux d'actualisation du CRCP retenu dans le tarif ATRT4, soit 4,2 %, s'appliquera annuellement.

Le solde du CRCP à prendre en compte en 2011 pour GRTgaz est de - 31,5 M€. Il est constitué de :

- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2007 et au bilan estimé pour l'année 2008, soit - 23,1 M€, annoncés dans la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008 ;
- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2008, soit - 3,2 M€, annoncés dans la proposition tarifaire de la CRE du 3 décembre 2009 ;
- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2009 et au bilan estimé pour l'année 2010, soit - 5,2 M€, détaillés dans le tableau ci-dessus.

4. Revenu autorisé pour GRTgaz

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de GRTgaz en 2011 est le suivant :

M€	2011
Charges de capital	861,9
Charges d'exploitation nettes	583,7
CRCP	-31,5
Total revenu autorisé	1414,1

Hors charges relatives au service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

5. Hypothèses de souscriptions de capacités retenues pour GRTgaz

5.1. Réseau principal

Les hypothèses de souscriptions retenues sur l'année 2011 pour le réseau principal sont les suivantes :

- en sortie du réseau principal, elles sont fondées sur celles retenues pour le réseau régional ;
- pour les autres points du réseau principal, les hypothèses retenues sont établies à partir des souscriptions réalisées en 2009 et des prévisions d'évolution de ces souscriptions pour 2010.

La dernière estimation des souscriptions de capacités réalisées en 2010 est légèrement inférieure de 0,3 % aux prévisions établies en décembre 2009. La baisse des souscriptions aux interfaces avec les stockages (- 5,6 %) et aux points d'entrée de Taisnières et Obergailbach (- 4,6 %) est compensée par une hausse sur les autres points du réseau principal (+1,7 %).

Au total, la CRE retient, pour 2011, une prévision de souscription de capacités sur le réseau principal inférieure de 5,2 % à la prévision de juillet 2008 et en baisse de 2,3 % par rapport aux souscriptions estimées pour 2010.

5.2. 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 points d'interface entre les réseaux de transport et de distribution (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 :

La dernière estimation des souscriptions de capacités réalisées en 2010 par le mécanisme de souscriptions normalisées aux PITD est stable par rapport aux prévisions établies en décembre 2009 (+ 0,01%).

Après prise en compte de l'analyse de l'hiver 2009-2010 menée par GRTgaz, la CRE retient une prévision pour l'année 2011 inférieure de 1,7 % à la prévision initiale de juillet 2008 et en hausse de 0,4 % par rapport à l'estimation pour 2010.

- Souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport (« clients industriels ») de GRTgaz et pour les PIRR :

La mise à jour de la prévision de souscriptions de capacités de livraison pour 2011 a été établie à partir des souscriptions de capacités réalisées à ce jour en 2010 et des prévisions d'évolution de la consommation pour 2011.

Les capacités de livraison souscrites en 2010 par les clients industriels et aux PIRR sont supérieures de 1,8 % aux prévisions établies en décembre 2009 grâce à un contexte économique plus favorable.

Compte tenu notamment de l'entrée en service de plusieurs centrales électriques au gaz, la CRE retient une augmentation des souscriptions pour les clients industriels et les PIRR entre 2010 et 2011 de 7,6 %. Cette hypothèse reste inférieure de 6,5 % à la prévision initiale de juillet 2008.

- Evolution des souscriptions sur le réseau régional :

Au global, les prévisions de souscriptions de capacités pour l'année 2011 sur le réseau régional sont en hausse de 1,9 % par rapport aux souscriptions estimées en décembre 2009 mais en baisse de 2,1 % par rapport aux prévisions initiales de juillet 2008.

5.3. Evolution globale des souscriptions de capacités sur le réseau de GRTgaz

Au global, les prévisions de souscriptions de capacités de transport pour l'année 2011 sont en moyenne en hausse (+0,4 %) par rapport aux souscriptions estimées en décembre 2009 pour l'année 2010. Néanmoins, par rapport aux prévisions initialement retenues en juillet 2008 pour l'année 2011, elles sont en baisse de 3,1 %.

6. Evolution moyenne du tarif de GRTgaz

En 2011, le revenu autorisé de GRTgaz augmente de 3,6 % et la valorisation des souscriptions de capacités de 1,4 % (hausse de 0,4 % en volume et de 1 % en valeur liée au décalage de la hausse tarifaire au 1^{er} avril 2010) par rapport aux prévisions tarifaires établies en décembre 2009 pour l'année 2010. Il en résulte une hausse moyenne du tarif de GRTgaz de 2,2 % en 2011, soit une hausse au 1^{er} avril 2011 de 2,89 %.

III - Niveau du tarif de TIGF

1. Charges d'exploitation (OPEX)

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

Par ailleurs, la CRE propose d'introduire pour la période 2011-2012 un mécanisme incitant l'opérateur à maîtriser ses charges d'exploitation. Les gains de productivité éventuels, qui pourraient être réalisés par TIGF en 2011 et 2012 sur une assiette de charges d'exploitation maîtrisables, constituée des charges nettes de l'opérateur diminuées des postes de charges et de produits d'exploitation couverts par le mécanisme du CRCP, seront calculés en fin de période tarifaire. TIGF conservera 50 % des gains réalisés. Les 50 % restants viendront en diminution des charges à recouvrer dans le prochain tarif.

Enfin, il est rappelé que les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment du tarif d'utilisation du réseau de transport sont déduites des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

1.1. Charges d'énergie

Les charges de TIGF liées à l'achat de gaz et d'électricité pour assurer le fonctionnement des stations de compression du réseau sont en baisse par rapport à la période 2009-2010. Cette baisse est due à la fois à la diminution des prix du gaz et à la baisse des besoins de TIGF.

Pour la période 2011-2012, le poste « énergie et quotas de CO₂ » de TIGF représente 4,2 M€ par an en moyenne, soit une baisse par rapport au montant pris en compte pour le précédent tarif de 64,2 %.

En M€/an	2009-2010 Prévision tarif	2009-2010 Estimation	2011-2012 Prévision tarif
Gaz carburant	11,1	3,2	4,4
Electricité consommée	0,4	0,3	0,3
Quotas de CO2	0	0	- 0,5
Total	11,5	3,5	4,2

1.2. Charges de personnel

La prévision d'effectifs communiquée par TIGF pour la période 2011-2012 tient compte des effets de la 3^{ème} Directive gaz, d'une prévision d'augmentation de son activité de transport de gaz et de la prise en compte de l'évolution de la réglementation (Arrêté « Multifluides »).

Par ailleurs, la valorisation retenue de la masse salariale prend en compte l'augmentation annuelle moyenne des salaires proposée par TIGF et tient compte de l'hypothèse d'inflation retenue par le Projet de loi de finances 2011. Elle prend également en compte le fait que certaines fonctions seront désormais confiées à du personnel TIGF, ce qui permet d'éviter les frais de détachement.

Cette prévision de charges de personnel est prise en compte dans le tarif proposé par la CRE.

Au total, le poste charges de personnel augmente de 20 % par rapport au tarif 2009-2010 et représente 37,7 M€ par an.

1.3. Moyens communs

Les moyens communs de TIGF (loyers et entretiens des bureaux, télécommunications et informatique, déplacements, formation, etc.) augmentent pour 2011-2012 de 37 % par rapport à la prévision tarifaire pour la période 2009-2010 et d'environ 14 % par rapport aux montants réalisés 2009 et estimé 2010.

Cette hausse est principalement liée à l'augmentation des effectifs de TIGF.

Au total, le poste moyens communs représente 19,5 M€ par an en moyenne.

1.4. Evolution des règles d'allocation comptable (RAC)

TIGF demande une révision des clés de répartition des charges communes entre ses activités de transport et de stockage de gaz naturel (frais de personnel et moyens communs), afin de refléter le développement plus rapide de son activité de transport de gaz par rapport à son activité stockage.

Après analyse des éléments justificatifs fournis par TIGF, la CRE propose de retenir cette demande, qui se traduit par une augmentation d'environ 1,2 M€ par an des charges d'exploitation de l'activité de transport de gaz de TIGF pour la période 2011-2012.

La CRE s'assurera de la bonne adéquation dans la durée des règles d'allocation comptable de TIGF.

1.5. Evolution du contrat transport Lussagnet (CTL)

La puissance de compression installée sur le site de Lussagnet est de 44,3 MW dont 28,6 MW dédiés au transport et 15,7 MW dédiés au stockage. Cette puissance a été optimisée afin de répondre au mieux aux besoins des deux activités. Ainsi, en fonction de la période de l'année, des compresseurs dédiés au stockage de gaz rendent des services à l'activité de transport de gaz et inversement, avec des refacturations croisées entre les deux activités. Afin de simplifier cette gestion, une étude a été menée par TIGF sur les coûts et le fonctionnement des compresseurs présents sur le site de Lussagnet.

Après analyse des éléments présentés par TIGF, la CRE propose de retenir un coût prévisionnel net de 1,3 M€/an pour l'activité de transport de gaz de TIGF pour la période 2011-2012, en baisse de 2 M€/an par rapport au coût net supporté pour la période 2009-2010.

1.6. Charges nettes d'exploitation

Le niveau total des OPEX nettes à couvrir par le tarif de TIGF pour la période 2011-2012 est le suivant :

M€	2011	2012	Moyenne
Charges d'exploitation brutes	89,6	94,8	92,2
Recettes d'exploitation	38,0	38,5	38,2
Charges d'exploitation nettes	51,6	56,4	54,0

2. Charges de capital de TIGF (CAPEX)

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 reconnus par la CRE.

La CRE a calculé les charges de capital à couvrir par les tarifs de TIGF conformément au cadre de régulation fixé par l'ART4 et à partir des montants prévisionnels d'investissements présentés par TIGF.

2.1. Coûts échoués

Pour la période tarifaire 2009-2010, l'ART4 prenait en compte pour TIGF au titre des coûts échoués une trajectoire de 0,75 M€ par an, soit 0 M€ en 2009 et 1,5 M€ en 2010.

TIGF n'ayant pas constaté de coûts échoués en 2009 et n'en prévoyant pas en 2010, l'écart de 1,5 M€ sera repris via le CRCP.

2.2. Audit du projet artère de Guyenne de TIGF

Le projet de renforcement de l'artère de Guyenne a été décidé en décembre 2005 pour un montant total prévisionnel pour la première phase de 175 M€ pour TIGF. TIGF a bénéficié pour ce projet, par délibération de la CRE du 8 décembre 2005, d'une prime de 3 % pendant 10 ans pour 50 M€ correspondant aux investissements permettant la création de capacités pour le marché.

Par rapport aux prévisions de fin 2005, le coût de la phase 1 du projet a augmenté de plus de 56 %, soit un prix final de 273 M€, et la capacité supplémentaire créée par TIGF et offerte au marché a été augmentée de 50 GWh/j. Par délibération du 14 février 2008, la CRE a attribué à ce projet une prime supplémentaire de 3 % sur 10 ans pour 35 M€ (investissements permettant la création de 50 GWh/j supplémentaires pour le marché) mais n'a pas attribué de prime pour les surcoûts liés à la mise en œuvre de la phase 1 du projet artère de Guyenne de TIGF. Elle a également décidé, dans sa délibération du 9 octobre 2008 sur le point d'exécution intermédiaire du programme d'investissements 2008 de TIGF, de lancer un audit de ce projet.

Après analyse des conclusions de cet audit, la CRE propose de retirer 3 M€ de la base d'actifs régulée de TIGF.

En outre, les investissements réalisés à ce jour par TIGF pour la mise à disposition des 50 GWh/j offerts au marché s'élèvent à ce jour à 24 M€ (dont 8 M€ liés à la réfection de l'artère DN 600 au départ de Lussagnet vers le nord).

Les tarifs de transport de gaz prévoient que la prime de 3 % pendant 10 ans est une incitation à l'investissement. En conséquence, la CRE propose de retenir au titre de la prime de 3 % attribuée dans sa délibération du 14 février 2008, une enveloppe de 24 M€, au lieu des 35 M€ retenus initialement. Si des rénovations supplémentaires sont réalisées par TIGF pour maintenir en état de fonctionnement l'artère DN 600, les investissements supplémentaires bénéficieraient de la prime de 3 % pour un montant maximal de 11 M€.

3. Solde du CRCP pour TIGF

Le bilan du CRCP de TIGF pour la période 2009-2010 est le suivant :

Total en M€ avant actualisation	Solde du CRCP 2009 (réalisé / prévision tarifaire)	Solde du CRCP 2010 (estimé / prévision tarifaire)
Postes prévus dans l'ATR4 :		
- Revenus acheminement aval, couverts à 100 %	0,8	2,6
- Revenus acheminement amont, couverts à 50 %	-1,5	-1,3
- Charges de capital, hors coûts échoués	-6,2	-11,7
- Poste énergie	-7,4	-5,6
- Accord inter-opérateurs avec GRTgaz	-5,1	-1,1
- Qualité de service	-0,5	0
Postes supplémentaires :		
- Coûts échoués	0	-1,5
- Impact de l'audit du projet artère de Guyenne	-0,5	-0,7
TOTAL	-20,4	-19,3

Conformément aux règles tarifaires en vigueur, ces montants seront apurés sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes. Le taux d'actualisation du CRCP retenu dans le tarif ATR4, soit 4,2 %, s'appliquera annuellement.

Le solde du CRCP à prendre en compte pour la période 2011-2012 pour TIGF est de - 18,3 M€. Il est constitué de :

- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2007 et au bilan estimé pour l'année 2008, soit - 5,5 M€, annoncés dans la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008 ;
- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2008, soit - 1,3 M€ ;
- l'annuité liée au bilan définitif pour l'année 2009 et au bilan estimé pour l'année 2010, soit - 11,5 M€, détaillés dans le tableau ci-dessus.

4. Revenu autorisé pour TIGF

Le montant prévisionnel de la BAR de TIGF pour la période 2011-2012 est le suivant :

M€	2010 (estimé)	2011	2012
BAR au 1/1/n	941,4	997,6	1023,2
Investissements (*)	82,4	52,4	150,7
Amortissement	-40,6	-43,8	-46,8
Réévaluation ⁴	14,4	17,0	21,9
BAR au 31/12/n	997,6	1023,2	1149,0

(*) Investissements entrant dans la BAR

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif de TIGF pour la période 2011-2012 est le suivant :

M€	2011	2012	Moyenne
Charges de capital	128,0	135,5	131,7
Charges d'exploitation nettes	51,6	56,4	54,0
CRCP	-18,3	-18,3	-18,3
Total revenu autorisé	161,3	173,6	167,4

⁴ Inflation constatée en 2009 : +0,06 % et hypothèses d'inflation retenues pour les deux GRT (Projet de loi de finances 2011) : +1,5 % pour 2010 et 2011 et +1,75 % pour 2012.

5. Hypothèses de souscriptions de capacités retenues pour TIGF

5.1. Réseau principal

Les hypothèses de souscriptions retenues pour la période 2011-2012 pour le réseau principal sont les suivantes :

- en sortie du réseau principal, elles sont fondées sur celles retenues pour le réseau régional ;
- pour les autres points du réseau principal, les hypothèses retenues sont établies à partir des souscriptions réalisées en 2009 et estimées pour 2010.

Les souscriptions de capacités réalisées pour la période 2009-2010 se sont avérées supérieures aux prévisions (+3,1 %).

La CRE retient, pour la période 2011-2012, une prévision des souscriptions de capacités sur le réseau principal supérieure de 3,5 % par rapport aux souscriptions réalisées sur la période 2009-2010.

5.2. 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.

- Souscriptions normalisées des capacités de livraison aux PITD :

Les souscriptions de capacités réalisées pour la période 2009-2010 par le mécanisme de souscriptions normalisées aux PITD sont inférieures aux prévisions de 2,5 %.

Après prise en compte de l'analyse de l'hiver 2009-2010 menée par TIGF, la CRE retient une prévision pour la période 2011-2012 inférieure de 1,1 % aux souscriptions réalisées sur la période 2009-2010.

- Souscriptions de capacités de livraison pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport (« clients industriels ») de TIGF :

La mise à jour de la prévision de souscriptions de capacités de livraison pour la période 2011-2012 a été établie à partir des souscriptions de capacités réalisées en 2009 et estimées pour 2010 et des prévisions d'évolution de la consommation pour 2011 et 2012.

Les capacités de livraison souscrites pour la période 2009-2010 par les clients industriels sont inférieures aux prévisions de 23,1 %, en raison de la fermeture en 2010 d'un site industriel important dans la zone TIGF.

La CRE retient une prévision pour 2011 et 2012 égale à la valeur constatée en 2010, soit une diminution de 8,9 % par rapport à la période 2009-2010.

- Evolution des souscriptions sur le réseau régional :

Au global, les prévisions de souscriptions de capacités pour la période 2011-2012 sur le réseau régional sont en baisse de 0,7 % par rapport aux souscriptions réalisées pour la période 2009-2010.

5.3. Evolution globale des souscriptions de capacités sur le réseau de TIGF

Au global, les prévisions de souscriptions de capacités de transport pour la période 2011-2012 sont en moyenne en hausse de 1,9 % par rapport aux souscriptions réalisées lors de la période 2009-2010.

6. Evolution moyenne du tarif de TIGF

Pour la période 2011-2012, le revenu autorisé de TIGF diminue de 6,7 % et les souscriptions de capacités augmentent de 2,2 % par rapport aux prévisions tarifaires 2009-2010. Il en résulte une baisse du tarif unitaire moyen de TIGF de 8,9 %, soit une baisse au 1^{er} avril 2011 de 10,18 %.

IV - Structure des tarifs

1. Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

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

Ces centrales de production d'électricité ont un rôle important pour le bon fonctionnement du système électrique, dans la mesure où elles contribuent à l'ajustement de l'offre à la demande (en semi-base et pointe) et à la réduction des émissions de CO₂ du parc de production électrique. Ces centrales sont également un facteur de dynamisme du marché gazier.

Cependant, compte tenu de leur niveau de consommation de gaz et de leur besoin de flexibilité en cours de journée, des contraintes sur le fonctionnement des réseaux de transport de gaz ont été identifiées dès 2008 par les GRT.

Dans ce cadre, par délibération du 30 avril 2009, la CRE a confirmé le maintien d'un équilibrage journalier sur les réseaux de transport de gaz français et a indiqué qu'il revient aux GRT d'utiliser de façon optimale les ressources de flexibilité intra-journalière disponibles sur l'ensemble des infrastructures gazières pour répondre aux besoins des utilisateurs du réseau. En outre, la CRE a demandé :

- à GRTgaz et TIGF de réaliser une étude technico-économique sur la capacité de l'ensemble des infrastructures gazières à répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière des centrales de production d'électricité prévues. Les résultats de cette étude ont été communiqués dans le cadre de la Concertation Gaz⁵ en mars 2010 ;
- à la Concertation Gaz de lui proposer, si nécessaire, de nouvelles règles d'acheminement et d'équilibrage, ainsi que les modalités de déclaration la veille pour le lendemain et de redéclarations éventuelles en cours de journée du programme horaire de consommation de gaz des centrales de production d'électricité.

Dans la présente proposition tarifaire, la CRE introduit un service de flexibilité intra-journalière pour tous les sites fortement modulés quel que soit leur usage du gaz.

Cette proposition fait suite à deux années de travaux de concertation associant l'ensemble des acteurs concernés : administration, opérateurs d'infrastructures de gaz et d'électricité, producteurs d'électricité, fournisseurs de gaz, consommateurs industriels, etc. Elle s'inscrit dans le cadre général d'un équilibrage journalier pour le marché du gaz en France, dans lequel il revient aux transporteurs de gaz de répondre aux besoins de flexibilité intra-journalière des utilisateurs des réseaux dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Ce nouveau cadre donne de la visibilité sur les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz pour les sites fortement modulés.

1.1. Travaux préparatoires

a) Etude sur la capacité des infrastructures gazières à répondre aux besoins des centrales électriques

L'étude menée par GRTgaz et TIGF montre que sur le réseau de GRTgaz, compte tenu des perspectives d'évolution des consommations⁶, le besoin de flexibilité intra-journalière du marché conventionnel⁷ évolue très peu. Le volume modulé (un indicateur mesurant le besoin en flexibilité intra-journalière) du marché conventionnel devrait rester stable à 13 TWh/an sur la période 2013-2015.

Cette étude montre également que les centrales électriques prévues engendreront des besoins importants de flexibilité intra-journalière dépassant dès 2012 le besoin du marché conventionnel, pour atteindre jusqu'à 21 TWh en 2015. Elle confirme également que, pour couvrir ces besoins additionnels de flexibilité intra-journalière, les moyens dont dispose aujourd'hui GRTgaz ne seront pas suffisants. GRTgaz devra donc accroître son recours à des sources de flexibilité externes, telles que les terminaux méthaniers et les stockages souterrains de gaz naturel.

⁵ http://www.concertationgaz.com/multimedia/medias/11_634048482980000000.pdf

⁶ Utilisation des hypothèses retenues dans le plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz

⁷ Marché actuel hors sites fortement modulés

En ce qui concerne TIGF, la flexibilité intra-journalière requise par les consommations actuelles du réseau est couverte essentiellement par le recours au stockage. L'étude montre que le réseau de transport de TIGF permettrait le fonctionnement du premier projet de centrale susceptible de s'implanter dans le sud-ouest, au plus tôt en 2014. La modulation requise serait fournie grâce à une contribution des stockages de la zone TIGF.

b) Proposition de GRTgaz

A la suite des travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz, GRTgaz a proposé à la CRE de couvrir les coûts générés par les nouveaux besoins de flexibilité en offrant un service spécifique de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés. Ce service régulé serait interruptible et s'appliquerait à tous les sites présentant en moyenne sur l'année précédente un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement.

La fourniture de flexibilité intra-journalière par GRTgaz est fondée sur une déclaration d'un profil horaire de consommation du site la veille pour le lendemain ou de redéclarations à l'intérieur de la journée sous condition de respect d'un délai de prévenance. Pour toute modification envisagée de la consommation horaire du site inférieure de $\pm 10\%$ à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficierait d'une tolérance lui permettant de ne pas avoir à notifier à GRTgaz son nouveau profil horaire de consommation.

Le tarif proposé par GRTgaz est constitué d'une part fixe applicable à chaque site et d'une part variable fonction de l'amplitude et du volume modulé constatés chaque jour au regard de la consommation horaire relevée du site.

En outre, afin de prendre en compte la flexibilité intra-journalière déjà couverte par le tarif d'accès au réseau de transport, GRTgaz propose une franchise correspondant à un volume modulé gratuit fonction de la capacité journalière de livraison souscrite, soit 0,8 GWh/j pour un site d'une capacité de 19,2 GWh/j. Le coût de cette franchise, estimé à 3,6 M€ pour l'année 2011, serait mutualisé dans le tarif de l'ensemble des utilisateurs de son réseau.

Le service proposé par GRTgaz conduit, pour une centrale électrique à cycle combiné au gaz (tranche de 440 MWe) fonctionnant en moyenne 16h par jour pendant 310 jours, à un coût proche de 1,7 M€ par an.

c) Consultation publique de la CRE sur le service de flexibilité intra-journalière

La CRE a mené une consultation publique, du 21 juillet au 6 septembre 2010, sur les conditions d'accès à la flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés.

Les consommateurs industriels, les opérateurs d'infrastructures ainsi qu'une majorité d'expéditeurs non producteurs d'électricité sont favorables à la répercussion des coûts supplémentaires liés à la flexibilité intra-journalière aux sites fortement modulés, à travers un service spécifique.

A l'inverse, l'ensemble des producteurs d'électricité ainsi qu'une minorité d'expéditeurs sont opposés au principe d'un service spécifique pour les sites fortement modulés. Si le principe d'un service de flexibilité intra-journalière spécifique devait être retenu, les producteurs demandent qu'il soit interruptible et facturé à l'usage.

La grande majorité des acteurs, qu'ils soient favorables ou non au principe d'un service de flexibilité intra-journalière, juge le niveau de coûts présentés par GRTgaz trop élevé et remet en question certains aspects de la structure du service proposé.

Enfin, les consommateurs industriels ainsi que certains expéditeurs sont opposés à l'application de la franchise envisagée par GRTgaz, dans la mesure où elle ferait supporter à l'ensemble des utilisateurs du réseau de GRTgaz une partie des coûts engendrés par les sites fortement modulés.

1.2. Proposition de la CRE

a) La fourniture de flexibilité intra-journalière, une mission des GRT

En application de l'article 21 de la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, le gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel « assure à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci. Il veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des services et des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau ».

Par ailleurs, l'article 30-1 de la même loi prévoit un accès prioritaire des GRT aux stockages de gaz naturel pour couvrir leurs besoins d'équilibrage.

Dans la mesure où l'obligation d'équilibrage pesant sur les expéditeurs est journalière, il revient aux GRT d'utiliser de façon optimale les ressources de flexibilité intra-journalière disponibles afin d'assurer l'équilibrage des réseaux en cours de journée.

A ce titre, la fourniture de flexibilité intra-journalière aux utilisateurs des réseaux de transport de gaz fait partie des missions des GRT.

b) Un service spécifique pour les sites fortement modulés

L'étude menée par GRTgaz montre que l'arrivée des centrales électriques sur son réseau de transport engendrera des besoins nouveaux de flexibilité intra-journalière nécessitant une gestion différente de son réseau de transport. En effet, ces besoins :

- sont très importants à l'échelle de chaque site, ce qui entraîne une sollicitation du réseau forte et concentrée géographiquement, alors que le besoin de flexibilité intra-journalière des autres utilisateurs est individuellement plus faible et réparti de manière homogène sur le territoire ;
- induisent des sollicitations importantes dans des délais très courts (passage d'une consommation nulle à la consommation maximale du site en un peu plus d'une heure) ;
- sont variables chaque jour, voire chaque heure en fonction de la conjoncture des prix du gaz et de l'électricité, ce qui exige du GRT qu'il anticipe les besoins de ces sites et prépare son réseau la veille pour le lendemain en fonction des programmes horaires de fonctionnement transmis. En outre, le pilotage du réseau devra être adapté pour répondre aux demandes de modification des programmes de fonctionnement de ces sites (analyse de la faisabilité, mobilisation des sources de flexibilité nécessaires y compris les sources externes).

Le volume modulé moyen hivernal le plus fort observé par GRTgaz sur un point de soutirage de son réseau est évalué à 0,8 GWh/jour. Cette valeur peut être considérée comme une bonne estimation de la flexibilité intra-journalière offerte aux utilisateurs dans le tarif de transport de gaz. L'étude menée par GRTgaz et TIGF montre que, dans les conditions de fonctionnement attendues, une centrale électrique a des besoins en volume modulé très supérieurs à cette valeur.

Dans ces conditions, la CRE retient la proposition de GRTgaz de définir un service de flexibilité intra-journalière, qui s'appliquerait aux sites présentant un volume modulé moyen sur les jours de fonctionnement supérieur à 0,8 GWh/jour.

Ainsi, tout utilisateur présentant un volume modulé supérieur à celui offert dans le cadre des tarifs actuels devra souscrire ce service de flexibilité intra-journalière, quel que soit son usage du gaz.

c) La couverture des coûts générés par les besoins de flexibilité intra-journalière

L'article 7 de loi du 3 janvier 2003 prévoit que les tarifs de transport sont établis « *en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service* ». En conséquence, la CRE retient le principe d'une tarification de la prestation de flexibilité intra-journalière qui reflète strictement le service sollicité et les coûts engendrés par les utilisateurs de ce service.

Le coût associé à la flexibilité intra-journalière sollicitée par le marché conventionnel sur le réseau de GRTgaz est de 5,7 M€ par an de 2011 à 2013. Pour ces utilisateurs, la mise en place d'un service de flexibilité intra-journalière introduirait une complexité et des coûts importants pour les GRT et les utilisateurs eux-mêmes. En conséquence, la CRE propose de maintenir la mutualisation de ce coût dans le tarif de transport, ce qui représente 1,5 €/MWh/j et par an.

Le service de flexibilité intra-journalière proposé par la CRE pour les sites fortement modulés et décrit ci-après couvre les coûts liés aux besoins de flexibilité intra-journalière de ces sites. Les sites fortement modulés ne doivent donc pas payer le coût de la flexibilité intra-journalière mutualisé dans le tarif d'accès au réseau de GRTgaz. Pour cela, la CRE propose de diminuer de 1,5 €/MWh/j et par an le terme de capacité de livraison appliqué aux sites fortement modulés.

d) Coûts liés au service de flexibilité intra-journalière

La CRE a procédé à une analyse détaillée des coûts internes et externes présentés par GRTgaz. Elle propose de ne retenir, pour définir le tarif du service de flexibilité intra-journalière de GRTgaz, que les coûts supplémentaires qu'elle considère strictement liés à la couverture des besoins des sites fortement modulés.

Aujourd'hui, GRTgaz n'a considéré dans l'évaluation de ses coûts que deux sources externes de flexibilité, Storengy et Elengy. GRTgaz a l'obligation de rechercher et de choisir le meilleur coût pour couvrir ses besoins de flexibilité intra-journalière. En conséquence, à l'avenir, d'autres sources devront être sollicitées : STMFC, TIGF, les autres opérateurs d'infrastructures et les autres acteurs du marché (fournisseurs et consommateurs). Dans ce cadre, la CRE demande à GRTgaz d'étudier au sein de la Concertation Gaz et de lui proposer, le cas échéant, les modalités de mise en concurrence des sources de flexibilité intra-journalières.

Pour déterminer les coûts à prendre en compte pour le service de flexibilité intra-journalière, la CRE retient les hypothèses de sollicitation de la flexibilité intra-journalière par les sites fortement modulés utilisées dans la cadre de l'étude menée par GRTgaz et TIGF, décrites dans le tableau ci-après :

	2011	2012	2013
Volume modulé requis par les centrales électriques	11 TWh	14 TWh	18 TWh
Nombre de tranches de 440 MWe	9	12	15

Hypothèses de fonctionnement communiquées par les producteurs d'électricité : 16h par jour, durant 310 jours.

Sur la base des prévisions de sollicitation ci-dessus et des coûts présentés par GRTgaz, la CRE retient les coûts suivants pour la période 2011-2013 pour le service de flexibilité à destination des sites fortement modulés.

	Moyenne 2011-2013
Coûts internes GRTgaz (M€)	4,6
Coûts externes à GRTgaz (M€)	8,1
<i>Coûts liés à l'offre de Storengy (M€)</i>	6,7
<i>Coûts liés à l'offre d'Elengy à Fos (M€)</i>	1,4
TOTAL (M€)	12,7

La CRE a pris en compte les coûts internes de GRTgaz qui sont spécifiquement induits par les sites fortement modulés, en particulier les coûts de gestion opérationnelle et contractuelle de la relation avec les sites concernés et les fournisseurs de flexibilité intra-journalière, les impacts organisationnels et opérationnels pour le dispatching de GRTgaz (hausse des effectifs, des études de réseau et de programmation), les coûts de maintenance, d'évolution des systèmes d'information, etc. Elle a écarté les autres coûts présentés par GRTgaz, dans la mesure où elle considère qu'ils sont également induits par d'autres facteurs d'évolution tels que les obligations des GRT prévues dans le cadre du 3^{ème} paquet législatif européen adopté en 2009 ou la mise en place d'un système d'équilibrage fondé sur les mécanismes de marché.

En ce qui concerne les coûts externes, la CRE retient :

- l'offre de Storengy, modifiée sur la base d'un prix de fourniture de la flexibilité intra-journalière différencié selon la saison et le sens de sollicitation des stockages ;
- une offre régulée d'Elengy prenant en compte les coûts supplémentaires liés à la fourniture de flexibilité intra-journalière par le terminal méthanier de Fos Tonkin.

e) Définition du service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de GRTgaz

Le service de flexibilité intra-journalière de GRTgaz est interruptible. GRTgaz étudiera dans le cadre de la Concertation Gaz et soumettra à la CRE les conditions d'interruption de ce service, ainsi que les règles de répartition de la flexibilité intra-journalière en cas d'incapacité à répondre à l'ensemble de la demande.

Ce service s'applique aux sites (ou, par délégation, aux expéditeurs des sites) raccordés au réseau de GRTgaz et présentant en moyenne sur les jours de fonctionnement un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh. Pour les sites existants, GRTgaz évalue ce critère sur la base d'un historique des consommations de l'année précédente. Pour les sites nouvellement raccordés, ce critère sera évalué à partir du volume modulé journalier sur les jours de fonctionnement déclaré par le site, puis sur la base d'un bilan trimestriel, avec rétroactivité sur la période passée dès lors que le critère est atteint.

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

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

Le tarif du service de flexibilité intra-journalière se compose de deux termes :

- un terme relatif au volume modulé dans la journée (VMJ) ;
- un terme relatif à l'amplitude de débit horaire maximum, soit l'écart entre le débit horaire minimum et le débit horaire maximum constaté dans la journée (ADH).

Afin d'inciter les sites fortement modulés à limiter leurs besoins de flexibilité intra-journalière, le poids du terme lié au volume modulé est plus important que celui de l'amplitude.

Volume modulé dans la journée	VMJ	0,4 €/MWh
Amplitude de débit horaire maximum constatée dans la journée	ADH	2 €/MWh/h

Le service de flexibilité est facturé sur la base du profil de consommation horaire mesuré en fonction du volume modulé et de l'amplitude de débit horaire du site constatés sur la journée gazière.

Au total, le service de flexibilité intra-journalière proposé par la CRE conduirait, pour une centrale électrique à cycle combiné au gaz (tranche de 440 MWe) fonctionnant en moyenne 16h par jour pendant 310 jours, à un coût proche de 1 M€ par an.

f) *Le cas du réseau de TIGF*

Compte tenu des travaux en cours et des perspectives d'arrivée de nouveaux sites fortement modulés dans le sud-ouest, au plus tôt à l'horizon 2014, le traitement de la fourniture de flexibilité intra-journalière pour le réseau de TIGF sera défini dans une prochaine proposition tarifaire.

1.3. Définition des travaux à venir

GRTgaz et TIGF poursuivront les travaux au sein de la Concertation Gaz, afin de proposer à la CRE des règles permettant de traiter les points suivants :

- les conditions d'interruption de ce service, ainsi que les règles de répartition de la flexibilité intra-journalière en cas d'incapacité à répondre à l'ensemble de la demande ;
- la gestion de la déclaration la veille pour le lendemain et des redéclarations en cours de journée.
- les modalités de mise en concurrence des sources de flexibilité intra-journalières ;

L'instruction de ces points doit être menée par les gestionnaires des réseaux de transport de gaz en coordination étroite avec RTE, afin de prendre en compte les interactions et les contraintes des systèmes électriques et gaziers.

2. Evolution du niveau des différents termes tarifaires

2.1. Aux points d'entrée terrestres français

La CRE propose de maintenir dans le cadre de l'ATRT4 la péréquation des tarifs aux points d'entrée terrestres français (PIR).

Ce principe de péréquation fera l'objet d'une analyse détaillée en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché pour la prochaine période tarifaire pour prendre en compte les orientations européennes, qui préconisent la mise en place d'enchères pour la commercialisation des capacités aux points d'interconnexion des réseaux de transport.

2.2. A l'interface avec les terminaux méthaniers et les stockages

Afin de s'assurer que l'ensemble des utilisateurs du réseau ne supportera pas, via les tarifs de transport, les coûts de développement des capacités créées spécifiquement pour les besoins des utilisateurs d'une infrastructure particulière, la CRE propose de compléter les règles tarifaires applicables aux points d'interface avec les terminaux méthaniers (PITTM) et les stockages souterrains (PITS).

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

En outre, pour tout projet de développement des capacités d'entrée ou de sortie sur les réseaux de transport à partir d'un stockage souterrain ou de nouvelles offres de stockage impliquant un usage non climatique des capacités aux PITS, l'impact financier pour les réseaux de transport de gaz sera analysé. Dans le cas où un projet entraînerait des coûts d'investissements élevés sur le réseau de transport, le terme tarifaire au PITS sera augmenté ou une participation financière sera demandée à l'opérateur de stockage souterrain concerné.

Enfin, GRTgaz propose deux autres évolutions des règles tarifaires en vigueur aux PITS :

- une modification des noms des PITS pour tenir compte des évolutions possibles de l'offre de stockage de Storengy au 1^{er} avril de chaque année ;
- une modification des règles tarifaires concernant les capacités interruptibles d'injection dans le groupement « Sediane Littoral » pour prendre en compte les travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz sur les conditions d'interruption des capacités à la liaison Nord-Sud et aux PITS.

La CRE retient ces propositions. Ainsi, à compter du 1^{er} avril 2011, le nom des PITS sur le réseau de GRTgaz évolue de la manière suivante :

PITS avant le 1 ^{er} avril 2011	PITS à compter du 1 ^{er} avril 2011
Sediane B	Nord B
Sediane Littoral	Nord-Atlantique
Sediane	Nord-Ouest
Serene Nord	Nord-Est
Serene Sud	Sud-Atlantique
Saline	Sud-Est

GRTgaz proposera à la CRE, à la suite des travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz, les règles opérationnelles de mise à disposition des capacités interruptibles à la liaison Nord-Sud et aux PITS et publiera les prévisions de disponibilité de ces capacités.

2.3. Synthèse sur l'évolution du niveau des différents termes

Pour GRTgaz, la hausse tarifaire est appliquée uniformément à tous les termes tarifaires, soit + 3,2 %, à l'exception des termes tarifaires aux liaisons entre zones d'équilibrage (liaison Nord-Sud, interface avec la zone TIGF et service de conversion de gaz) et aux points d'échange de gaz, qui restent inchangés.

Pour TIGF, la baisse tarifaire est appliquée uniformément à tous les termes tarifaires, soit - 13,4 %, à l'exception :

- des points d'entrée depuis l'Espagne, dont le tarif est péréqué avec celui des points d'entrée réseau sur le réseau de GRTgaz ;
- des points de sortie vers l'Espagne, dont le tarif est calculé de manière à maintenir le coût de transport depuis le nord du territoire ;
- du point d'échange de gaz, dont les termes tarifaires sont inchangés.

3. Autres points

a) Service de « Use it or lose it » court terme

Les tarifs en vigueur prévoient la commercialisation par GRTgaz et TIGF, aux principaux points du réseau principal, d'un service complémentaire de « use it or lose it » court terme interruptible (UIOLI CT), « lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites ».

Sur la base du retour d'expérience mené dans le cadre de la Concertation Gaz, GRTgaz propose de créer un service de type UIOLI CT ouvert sur les points non congestionnés dans la mesure où ce service, commercialisé plus tardivement que les capacités quotidiennes fermes, répond à un besoin de certains acteurs du marché non couvert par les autres types de capacités. Ce service aurait les caractéristiques et le nom du service UIOLI CT existant mais avec un prix identique à celui de la souscription quotidienne ferme, soit 1/160^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme, afin d'éviter tout arbitrage entre les différents produits de capacité. Pour les points congestionnés, le prix de l'UIOLI CT resterait inchangé, soit 1/500^{ème} du prix de la souscription annuelle ferme.

La CRE retient la proposition de GRTgaz et propose de l'appliquer également au réseau de TIGF.

b) Capacités restituables au point d'entrée d'Obergailbach

GDF Suez s'est engagé auprès de la Commission européenne à restituer des capacités d'entrée à long terme sur le réseau de GRTgaz, à compter du 1^{er} octobre 2010. Ces capacités, commercialisées par GRTgaz au 1^{er} trimestre 2010, n'ont pas été souscrites en totalité pour le point d'entrée d'Obergailbach.

Par ailleurs, des capacités restituables sont commercialisées au point d'entrée d'Obergailbach à hauteur de 20 %. Ces capacités restituables, introduites au niveau des points d'entrée congestionnés pour permettre la remise sur le marché de capacités de long terme, sont tarifées à un prix égal à 90 % du prix de la capacité ferme annuelle correspondante.

En conséquence, si des capacités fermes de long terme sont durablement disponibles au point d'entrée d'Obergailbach, la CRE pourrait proposer la suppression des capacités restituables en ce point au 1^{er} avril 2012.

V - Mise à jour du dispositif de régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et TIGF

Dans l'objectif d'inciter financièrement GRTgaz et TIGF à améliorer la qualité de leurs prestations vis-à-vis des expéditeurs et des consommateurs finals, la présente proposition tarifaire met à jour le dispositif de régulation incitative de la qualité de service à compter du 1^{er} avril 2011.

Le dispositif entré en vigueur au 1^{er} janvier 2009 a donné de bons résultats. La qualité de service des deux transporteurs s'est améliorée sensiblement, notamment en ce qui concerne la ponctualité et la qualité des données de quantités de gaz livrées, que ce soit aux PITD ou pour les consommateurs directement raccordés au réseau de transport de gaz.

Sur la base de ce retour d'expérience, et afin de tenir compte des progrès réalisés par les transporteurs et, ainsi, de conserver un caractère incitatif, la CRE propose de modifier les objectifs à atteindre ou le niveau des incitations financières pour les trois indicateurs ci-dessous :

- réévaluation des objectifs et nouvelle définition de la conformité d'une journée gazière pour l'indicateur de suivi de la qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations ;
- réévaluation des objectifs et nouvelle définition de la conformité d'un comptage pour l'indicateur de suivi de la qualité des quantités de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- réévaluation du montant des incitations pour l'indicateur de suivi du taux de disponibilité des portails des GRT.

TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL

Les parties II, III, IV, V, VIII et IX de l'annexe de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, modifié par l'arrêté du 10 mars 2010, sont remplacées, à compter du 1^{er} avril 2011, par les dispositions suivantes.

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 (Série INSEE n°641194 Mé tropole + Dom, hors tabac).

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.

4. Traitement des subventions européennes

Pour les actifs bénéficiant du taux de rémunération majoré, tel que prévu au paragraphe ci-dessus, les charges de capital normatives pour la part subventionnée des actifs inscrite dans la base d'actifs régulés (BAR) sont limitées à la prime de 3 % pendant 10 ans.

En outre, la rémunération des immobilisations en cours ne s'applique pas à la part des investissements financée par des subventions perçues.

III - Tarif d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz

Le tarif d'utilisation du réseau de transport de GRTgaz défini ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2011 pour une durée d'un an.

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de GRTgaz est fixée pour 4 ans. Elle est constituée des éléments suivants :

M€	2009	2010	2011	2012
Charges de capital	756,1	800,8	861,9	890,4
Trajectoire de charges d'exploitation nettes	601,9	610,9*	624,7	IPC + 1,1%
Révision des charges d'énergie		-21,9	- 48,5	
Révision des charges liées au service de conversion « base » de gaz H en gaz B			7,1	
Capsquare			0,4	
CRCP 2007-2008	- 23,1	- 23,1	- 23,1	- 23,1
CRCP 2009-2010 (avec le bilan définitif pour 2008)			- 8,4	- 8,4
Total revenu autorisé	1 334,9	1 366,7	1 414,1	

* : la trajectoire 2010 de charges d'exploitation nettes était fondée sur une prévision d'inflation 2009 de 0,4 %. L'inflation réelle ayant été de 0,06 %, les charges d'exploitation nettes de référence pour 2010 ont été revues à 608,9 M€.

1.1. Charges de capital (CAPEX) :

L'écart éventuel entre la prévision de CAPEX en 2011 et la réalisation est couvert en totalité par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) défini ci-dessous, à l'exception des coûts échoués.

En ce qui concerne les coûts échoués (valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie), à la fin de la période tarifaire :

- si le montant total de coûts échoués constaté sur la période 2009-2012 est inférieur à la prévision tarifaire retenue pour la même période, l'écart correspondant sera récupéré via le CRCP ;
- si le montant total de coûts échoués constaté sur la période 2009-2012 est supérieur à la prévision tarifaire, les coûts échoués supplémentaires pourraient être couverts via le CRCP au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRTgaz à la CRE.

La prévision tarifaire retenue pour la période 2009-2012 est la suivante :

M€	2009	2010	2011	2012
Coûts échoués (à la valeur nette comptable)	0,0	1,7	5,6	1,2

Enfin, les charges relatives aux études techniques et démarches amont, qui ne pourraient être immobilisées si les projets concernés ne se réalisaient pas pourraient être couverts via le CRCP, au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRTgaz à la CRE.

1.2. Charges d'exploitation (OPEX) nettes :

L'hypothèse d'inflation retenue pour 2010 étant de + 1,5 %, les charges nettes d'exploitation retenues pour 2011, hors variation du prix de l'énergie, augmenteront de 2,6 % par rapport à celles retenues pour l'année 2010, soit un montant de 624,7 M€.

Pour 2012, hors variation du prix de l'énergie telle que définie au 1.3 ci-dessous, les OPEX nettes prises en compte dans le revenu autorisé sont définies en appliquant au montant de l'année 2011 (après prise en compte de l'inflation constatée en 2010) 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 (Série INSEE n°641194 Métropole + Do m, hors tabac).

Compte tenu de la révision des charges d'énergie, des charges liées au service de conversion de gaz H en gaz B et des charges liées à Capsquare pour l'année 2011, les charges d'exploitation nettes prises en compte dans le revenu autorisé retenu pour définir la grille tarifaire sont fixées à 583,7 M€.

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 IPC + 0,26 % à partir du niveau de référence retenu pour 2009, soit 431,3 M€.

1.3. 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.

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 fixé à 4,2 % par an, nominal avant impôt.

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

	2009	2010	2011	2012
Revenus acheminement aval, couverts à 100% (M€)	923,4	939,7	986,3	
Revenus acheminement amont, couverts à 50% (M€)	411,5	423,8	427,8	
Revenus associés à la restitution de capacités de GDF Suez au 1 ^{er} octobre 2010, couverts à 100% (M€)		3,2		
Produits de raccordement des centrales électriques, couverts à 100% (M€)	38,6	18,1	18,1	12,5
Charges de capital, hors coûts échoués, couvertes à 100% (M€)	756,1	799,1	856,3	889,2
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80% (M€)	131,1	90,9	66,6	118,5 ^(*)
Charges liées au contrat inter-opérateurs, couvertes à 100% (M€)**	19,2	31,8	32,6	33,4
Charges d'exploitation prévisionnelles prenant en compte la prévision d'inflation	OPEX		624,7	
	Inflation		1,5 %	

^(*) 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 des prochaines mises à jour de la grille tarifaire.

^(**) Le CRCP prendra en compte le montant final de l'accord inter-opérateurs après intégration des résultats de l'audit du projet artère de Guyenne mené par la CRE.

Par ailleurs, les résultats de tous les audits conduits par la CRE sont pris en compte au CRCP.

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} avril 2011

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	75,12		50 %
Taisnières H	Nord	96,58		50 %
Dunkerque	Nord	96,58		50 %
Obergailbach	Nord	96,58		50 %
Montoir	Nord	91,21		Sans objet
Fos	Sud	91,21		Sans objet
TIGF	Sud	Été : 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 PITTMM 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 PITTMM 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 PITTMM Fos ;

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

- 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 ;

- 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.

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	208,04	50 %
Sud → Nord	156,03	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
		Eté : 43,75	Hiver : 31,25	
TIGF	Sud	Eté : 43,75	Hiver : 31,25	90 %
Oltingue	Nord	336,96		75 %
Jura	Sud	75,12		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 71,42 €/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	0,19
Nord	Taisnières H	Région Taisnières H	0,25
Nord	Dunkerque	Région Dunkerque	0,25
Nord	Obergailbach	Région Obergailbach	0,25

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 : *Nord-Atlantique (gaz H), Nord-Ouest (gaz H), Nord-Est (gaz H), Nord B (gaz B)* ;
- la zone d'équilibrage Sud comprend deux PITS : *Sud-Atlantique (gaz H) et Sud-Est (gaz H)*.

Les termes (TCES et TCSS) applicables 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	13,95	2,79

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 aux PITS *Nord-Atlantique* et *Sud-Atlantique*. 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 *Nord-Atlantique* et *Sud-Atlantique* 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 *Nord-Atlantique* et *Sud-Atlantique* 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 51,51 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
GRTgaz	51,51 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 4 077,81 €/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)
Consommateurs fortement modulés*	21,04
Autres consommateurs et PIRR	22,54

* *Consommateurs présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement (cf. paragraphe 3.9)*

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	25,76

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.

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 $1/8^{\text{ème}}$ 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 $1,5/7^{\text{ème}}$ du terme correspondant en saison d'été et à $1,5/5^{\text{ème}}$ 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	$8/12^{\text{ème}}$
Décembre	$4/12^{\text{ème}}$
Mars – Novembre	$2/12^{\text{ème}}$
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	$1/12^{\text{ème}}$
Juillet – Août	$0,5/12^{\text{ème}}$

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 $1/20^{\text{ème}}$ 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 $1/320^{\text{ème}}$ 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 $1/20^{\text{ème}}$ 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 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 $1/20^{\text{ème}}$ 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 (en €/MWh/h par an), 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 (UIOLI CT)

Aux points d'entrée hors PITTm, aux sorties vers les PIR et sur la liaison Nord-Sud, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées chaque jour par GRTgaz

- sous forme interruptible à un prix égal à $1/500^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme ou à $1/500^{\text{ème}}$ 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, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites ;
- sous forme ferme à un prix égal à $1/160^{\text{ème}}$ du prix de la souscription annuelle ferme ou à $1/160^{\text{ème}}$ 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, lorsque des capacités fermes sont disponibles.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT 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 entre les deux GRT.

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 commercialise, 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 $1/200^{\text{ème}}$ 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 PITTm 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.

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. Service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

Le service de flexibilité intra-journalière est interruptible. Il s'applique à tous les clients raccordés au réseau de GRTgaz présentant en moyenne un volume modulé journalier supérieur à 0,8 GWh par jour de fonctionnement.

Pour les sites existants, GRTgaz évalue ce critère sur la base de l'historique des consommations de l'année précédente. Pour les sites nouvellement raccordés, ce critère est évalué à partir du volume modulé journalier sur les jours de fonctionnement déclaré par le site, puis sur la base d'un bilan trimestriel, avec rétroactivité sur la période passée dès lors que le critère est atteint.

L'opérateur du site pour lequel le service de flexibilité intra-journalière est souscrit doit déclarer à GRTgaz un profil horaire de consommation la veille pour le lendemain et, le cas échéant, un nouveau profil à l'intérieur de la journée sous condition de respect d'un délai de prévenance. Pour toute modification de la consommation horaire du site inférieure de $\pm 10\%$ à sa capacité horaire souscrite, le site bénéficie d'une tolérance lui permettant de ne pas notifier à GRTgaz son nouveau profil horaire de consommation.

Le service de flexibilité est facturé sur la base du profil de consommation horaire mesuré, en fonction du volume modulé dans la journée et de l'amplitude de débit horaire (écart entre le débit horaire minimum et le débit horaire maximum constaté dans la journée).

Les termes tarifaires sont les suivants :

Terme de volume modulé dans la journée	€/MWh	0,4
Terme d'amplitude de débit horaire	€/MWh/h	2

GRTgaz proposera à la CRE pour approbation, après concertation avec les acteurs de marché dans le cadre de la Concertation Gaz :

- les conditions d'interruption de ce service, ainsi que les règles de répartition de la flexibilité intra-journalière en cas d'incapacité à répondre à l'ensemble de la demande ;
- les modalités de mise en concurrence des sources de flexibilité intra-journalières ;
- la gestion de la déclaration la veille pour le lendemain et des redéclarations en cours de journée.

3.10. 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 7,51 €/MWh/jour par an ;
- pour les autres PITP, la définition du terme applicable fait l'objet d'une étude spécifique.

3.11. 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 21,65 €/MWh/jour par an ;
- pour l'offre mensuelle, d'un terme proportionnel à la souscription mensuelle de capacité égal à 2,70 €/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.

3.12. Tolérance optionnelle d'équilibrage

GRTgaz commercialise un service optionnel d'équilibrage dont la quantité offerte est proportionnelle aux capacités de livraison détenues par l'expéditeur et dont le tarif est égal à 18,24 €/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} avril 2011, pour une durée de deux ans.

1. Revenu autorisé

Le revenu autorisé de TIGF est défini ci-dessous :

M€	Moyenne 2011 - 2012
Charges de capital	131,7
Charges d'exploitation nettes	54,0
CRCP 2007 – 2008	- 5,5
CRCP 2009 – 2010 (avec le bilan définitif pour 2008)	- 12,8
Total revenu autorisé	167,4

A la fin de la période tarifaire, les gains de productivité, qui pourraient être réalisés par TIGF, 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 TIGF, définies comme les charges d'exploitation nettes de TIGF diminuées des postes de charges et de produits couverts par le mécanisme de CRCP, calculé sur la base des données réalisées en 2011 et 2012 ;
- la trajectoire de référence des charges d'exploitation nettes maîtrisables de TIGF est de 47,3 M€ pour 2011 et de 52,3 M€ pour 2012.

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 2010, des écarts constatés pour l'année 2011 et des écarts estimés pour l'année 2012, 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€	2011	2012
Revenus acheminement aval, couverts à 100%	110,5	106,8
Revenus acheminement amont, couverts à 50%	59,2	58,8
Produits de raccordement des CCCG, couverts à 100%	0	0
Charges de capital, hors coûts échoués, couvertes à 100%	128	135,5
Charges d'énergie motrice et écart de charges et de recettes lié aux quotas de CO ₂ , couverts à 80%	4,2	4,1
Recettes liées au contrat inter-opérateurs, couvertes à 100%*	32,6	33,4

(*) Le CRCP prendra en compte le montant final de l'accord inter-opérateurs après intégration des résultats de l'audit du projet artère de Guyenne mené par la CRE.

Par ailleurs, TIGF n'a pas prévu de coûts échoués sur la période tarifaire 2011-2012. A la fin de la période tarifaire, si des coûts échoués étaient constatés sur la période 2011-2012, ils pourraient être couverts via le CRCP au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par TIGF à la CRE.

Enfin, les résultats de tous les audits conduits par la CRE sont pris en compte au CRCP.

3. Grille tarifaire pour l'utilisation du réseau de TIGF applicable au 1^{er} avril 2011

La grille tarifaire détaillée de TIGF est établie de manière à couvrir le revenu autorisé moyen sur la période 2011-2012.

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	37,92	27,08	90 %
Lacq	18,30	20,80	75 %
Biriatou	56,34	40,24	75 %
Larrau	56,34	40,24	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	37,92	27,08	75 %
Biriatou	172,08	122,92	75 %
Larrau	172,08	122,92	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 75,40 €/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	20,80	46,80

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 39,43 €/MWh/jour par an, et du niveau de tarif régional (NTR) du point de livraison considéré :

	TCR (€/MWh/jour par an)
TIGF	39,43 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 1 646,66 €/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	10,40

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	13,90

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 publie sur son site la liste des PITD pour lesquels des capacités interruptibles sont encore commercialisées.

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^{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^{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 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^{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 (en €/MWh/h par an), 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 (UIOLI CT)

Aux points d'entrée et aux sorties vers les PIR, les capacités souscrites mais non utilisées sont commercialisées chaque jour par TIGF :

- sous forme interruptible à un prix égal à $1/500^{\text{ème}}$ 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, lorsque toutes les capacités fermes ont été souscrites ;
- sous forme ferme à un prix égal à $1/160^{\text{ème}}$ 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, lorsque des capacités fermes sont disponibles.

Les règles de fonctionnement du service UIOLI CT 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 entre les deux GRT.

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 $1/200^{\text{ème}}$ 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 7,51 €/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.

Le service d'accès à la plateforme d'échanges de capacités, *Capsquare*, proposé par GRTgaz est intégré dans les services de base offerts par ce dernier.

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.

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 particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché 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 (une valeur suivie par zone d'équilibrage : soit deux valeurs suivies par GRTgaz et une valeur suivie par TIGF)
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none">- tous expéditeurs confondus- tous GRD confondus
Suivi :	<ul style="list-style-type: none">- fréquence de calcul : mensuelle- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle- fréquence de publication : mensuelle- fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	GRTgaz : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 2 jours non conformes par mois- objectif cible : 0 jour non conforme par mois TIGF : <ul style="list-style-type: none">- objectif de base : 4 jours non conformes par mois- 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€ pour le 2^{ème} jour non conforme • 50 k€ par jour non conforme, à partir du 3^{ème} jour non conforme - bonus : 100 k€ si l'objectif cible est atteint - 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 : <ul style="list-style-type: none"> • 25 k€ par jour non conforme, pour le 4^{ème} jour non conforme et pour le 5^{ème} jour non conforme • 12,5 k€ par jour non conforme, à partir du 6^{ème} jour non conforme - bonus : 25 k€ si l'objectif cible est atteint, 50 k€ s'il n'y a aucun jour non conforme - 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.
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - Date de mise en œuvre des modifications apportées : 1^{er} avril 2011

(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 2 % :

- 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 :	<p>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</p> <p>(soit une valeur suivie par chaque GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - tous expéditeurs confondus - toutes ZET confondues - tous points de livraison industriels télérelevés confondus
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 95 % par mois - objectif cible : 99 % 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 <p>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> <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 <p>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.</p>
Date de mise en œuvre	- Date de mise en œuvre des modifications apportées : 1 ^{er} avril 2011

(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 % et à 100 kWh :

- 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 :	<p>Nombre d'heures de disponibilité du portail sur le mois / Nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois</p> <p>(soit une valeur suivie par chaque GRT)</p>
Périmètre :	<ul style="list-style-type: none"> - calcul sur une plage d'utilisation de 7h00-23h00, 7j/7 - arrondi à une décimale après la virgule
Suivi :	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations financières : mensuelle
Objectif :	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de base : 99 % par mois - objectif cible : 100 % par mois
Incitations :	<p>GRTgaz⁽³⁾ :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 60 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 60 k€ si l'objectif cible est atteint <p>TIGF :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pénalité : 15 k€ par point de pourcentage en dessous (strictement) de l'objectif de base - bonus : 15 k€ si l'objectif cible est atteint
Date de mise en œuvre	- Date de mise en œuvre des modifications apportées : 1 ^{er} avril 2011

(3) : GRTgaz prévoit de mettre en place fin 2011 un nouveau portail « Transaction ». En conséquence :

- pour la journée de bascule de l'ancien au nouveau système d'information, le dispositif d'incitation ci-dessus est neutralisé ;
- pour le mois qui suit la bascule sur le nouveau système d'information, l'objectif de base est abaissé à 90 %.

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⁽⁴⁾ dans le mois pour les quantités télérelevées aux PITD / Nombre de jours du mois (soit une valeur suivie par zone d'équilibrage, tous expéditeurs et tous GRD confondus)	Mensuelle	<i>Objectif :</i> - GRTgaz : 8 % de jours non conformes par mois - TIGF : 6 % de jours non conformes par mois <i>Date de mise en œuvre :</i> - GRTgaz : 1 ^{er} janvier 2009 - TIGF : 1 ^{er} mars 2009
Qualité des quantités estimées aux PITD	Nombre de jours non conformes⁽⁴⁾ dans le mois pour les quantités estimées aux PITD / Nombre de jours du mois (soit une valeur suivie par zone d'équilibrage, tous expéditeurs et tous GRD confondus)		<i>Objectif :</i> - GRTgaz : 40 % de jours non conformes par mois - TIGF : 70 % de jours non conformes par mois <i>Date de mise en œuvre :</i> - GRTgaz : 1 ^{er} janvier 2009 - TIGF : 1 ^{er} mars 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⁽⁵⁾ sur le mois / Nombre total de comptages infra-journaliers de points de livraison industriels télérelevés sur le mois (soit une valeur suivie par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET et tous points de livraison industriels télérelevés confondus)		<i>Date de 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 (soit une valeur suivie par GRT, tous expéditeurs, toutes ZET, tous GRD confondus)		<i>Objectif :</i> un fichier envoyé hors délai par mois <i>Date de mise en œuvre :</i> 1 ^{er} janvier 2009

(4) : cf. (1).

(5) : 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 3 % et à 100 kWh :

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

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 (soit une valeur suivie par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)	Mensuelle Indicateur calculé pour les mois d'avril à décembre	1 ^{er} avril 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 (soit une valeur suivie par type de points du réseau ⁽⁶⁾ pour chaque GRT)		1 ^{er} avril 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 (soit une valeur suivie par type de points du réseau ⁽⁵⁾ pour chaque GRT)		<ul style="list-style-type: none"> • GRTgaz : mi-2009 • TIGF : 1^{er} avril 2009

(6) : 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 (soit une valeur suivie par GRT)	Mensuelle	<i>Objectif</i> : 2 jours ouvrés par mois <i>Date de mise en œuvre des modifications apportées</i> : 1 ^{er} avril 2010

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 CO₂) (soit une valeur suivie par GRT)	Trimestrielle	1 ^{er} janvier 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 (soit une valeur suivie par GRT)		1 ^{er} janvier 2009

IX - Annexe

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 28 octobre 2010

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président

Philippe de LADoucETTE