

Consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

La loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 garantit à tous les consommateurs et fournisseurs un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution de gaz naturel. L'article 7 modifié de cette loi prévoit, en particulier, que « *les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux [...] de distribution de gaz naturel [...] sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, [...]. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission.* »

Les tarifs actuels des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD2 », proposés par la CRE le 26 octobre 2005, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006. Dans sa proposition tarifaire du 28 février 2008 sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF), la CRE précisait qu'elle avait l'intention de « *proposer ultérieurement de nouveaux tarifs pour les ELD, avec l'objectif d'une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2009* ».

Dans ce contexte, la CRE envisage de proposer de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les ELD, dits « tarifs ATRD3 », qui pourraient s'appliquer à partir du 1^{er} juillet 2009.

Les changements envisagés pour les prochains tarifs des ELD ont pour objectif de mettre en place un système de régulation plus incitatif, en cohérence avec le cadre mis en place pour le tarif de distribution de GrDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 :

- un tarif pluriannuel, avec une période tarifaire portée à 4 ans et une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des coûts des ELD, avec une trajectoire tarifaire fixée à l'avance prenant en compte l'inflation, ainsi qu'une productivité annuelle appliquée sur la grille tarifaire ;
- un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations sur certains postes de charges et de revenus dont l'évolution est difficile à prévoir et à maîtriser par les ELD ;
- un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des ELD, présentant notamment des incitations financières sur certains indicateurs pour maintenir, voire améliorer, cette qualité de service.

Afin de tenir compte du contexte et des situations spécifiques à chaque opérateur, il est envisagé d'adapter ce cadre de régulation aux caractéristiques de chaque ELD, notamment par la mise en place d'efforts de productivité différenciés et d'indicateurs de suivi de la qualité de service adaptés au périmètre et à la taille des opérateurs.

L'arrêté du 2 juin 2008, approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, a défini les dispositions applicables aux nouvelles concessions de gaz naturel attribuées après mise en concurrence, qui ne peuvent plus bénéficier de la péréquation tarifaire en vertu de l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006. La CRE envisage de préciser dans sa prochaine proposition tarifaire les modalités opérationnelles de mise en œuvre de ces dispositions.

Enfin, la CRE envisage de définir dans sa prochaine proposition tarifaire les règles tarifaires relatives à l'injection de biogaz dans les réseaux de distribution de gaz naturel.

La CRE souhaite consulter, avant d'élaborer sa proposition tarifaire, l'ensemble des acteurs concernés. Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document.

SOMMAIRE

1. Cadre de régulation	4
1.1. Typologie des GRD et des tarifs.....	4
1.2. Evolution vers une régulation incitative	4
a) Durée des tarifs.....	5
b) Incitation à la maîtrise des coûts	5
c) Régulation incitative de la qualité de service	5
d) Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).....	7
2. Niveau de revenu autorisé des ELD.....	7
2.1. Charges de capital	7
a) Valeur et actualisation de la BAR.....	8
b) Calcul des charges de capital	8
2.2. Charges d'exploitation.....	9
a) Dépenses liées à la densification du réseau	9
b) Dépenses liées à la sécurité des installations intérieures.....	9
3. Hypothèses de quantités distribuées et demandes tarifaires des ELD	10
3.1. Hypothèses de quantités distribuées	10
3.2. Demandes tarifaires des ELD	11
a) Avec le taux de rémunération actuel de 7,25%, réel avant impôt	11
b) Avec un taux de rémunération de 6,75%, réel avant impôt.....	12
3.3. Evolution des écarts entre le tarif de GrDF et ceux des ELD.....	12
4. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution des ELD	12
5. Traitement des nouvelles concessions et des GRD de rang 2	13
5.1. Harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués	13
a) Harmonisation des dates de révision annuelle	13
b) Harmonisation des indices d'indexation	14
c) Prise en compte des évolutions de la structure de la grille tarifaire de référence	14
5.2. Facturation des coûts de raccordement, d'acheminement et des services spécifiques	14
5.3. Comptage à l'interface des réseaux de rang 1 et de rang 2	16
6. Injection de biogaz dans les réseaux de distribution de gaz naturel.....	17

1. Cadre de régulation

1.1. Typologie des GRD et des tarifs

Il existe actuellement 24 GRD de gaz naturel en France :

- Gaz Réseau Distribution France (GrDF), filiale du groupe GDF Suez pour son activité distribution en France, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 23 autres GRD de plus petite taille :
 - Régaz et Réseau GDS, représentant chacun 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et respectivement filiales des groupes Gaz de Bordeaux et Groupe GDS ;
 - 20 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées et n'étant pas tenus, par la loi, de mettre en œuvre de séparation juridique ;
 - Antargaz, dont l'activité d'origine est la distribution de gaz propane et de butane, qui est le premier opérateur nouvel entrant sur la distribution de gaz naturel en France depuis la mise en exploitation du réseau de la commune de Schweighouse-Thann, qui lui a été concédée dans le Haut-Rhin.

Le III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire.* ».

Cet article réaffirme le principe de péréquation par GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les concessions antérieures à la modification introduite par la loi du 7 décembre 2006. En revanche, il exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence (régime juridique de l'article 25-1 de la loi de 2003).

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel en vigueur actuellement sont ainsi composés de :

- tarifs péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
 - 1 tarif spécifique à GrDF, proposé par la CRE le 28 février 2008 et entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008, en application de l'arrêté du 2 juin 2008 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie ;
 - 9 tarifs spécifiques pour les 9 ELD ayant présenté des comptes dissociés (Régaz, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr, Véolia Eau, Sorégies), proposés par la CRE le 31 octobre 2005 et entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision du 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie ;
 - 1 tarif commun pour les ELD distribuant moins de 250 GWh/an et ne produisant pas de comptes dissociés, proposé par la CRE le 31 octobre 2005 et entré lui aussi en vigueur le 1^{er} janvier 2006, en application de la décision du 27 décembre 2005 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie ;
- tarifs non-péréqués pour les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence : à ce jour, seul Antargaz bénéficie d'un tarif établi selon les règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions, décrites dans le III de l'arrêté du 2 juin 2008. Ce tarif a été proposé par la CRE le 25 juin 2008 et est entré en vigueur le 1^{er} septembre 2008, en application de l'arrêté du 20 août 2008 des ministres chargés de l'économie et de l'énergie

1.2. Evolution vers une régulation incitative

Il est envisagé de faire évoluer le mode de régulation des ELD vers une approche plus incitative et cohérente avec le cadre de régulation déjà mis en place pour GrDF.

Ce nouveau mode de régulation donnera à l'ensemble des acteurs du marché, y compris les ELD, une meilleure visibilité et apportera également aux GRD concernés une réduction des risques.

Il sera adapté aux caractéristiques des ELD et intégrera un objectif de productivité sur la grille tarifaire et des objectifs en terme de qualité de service.

a) Durée des tarifs

Il est envisagé de porter la durée d'application des tarifs des ELD à 4 années, soit du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2013, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies.

b) Incitation à la maîtrise des coûts

Afin d'inciter les ELD à maîtriser leurs coûts et pour fournir au marché une visibilité sur les tarifs, il est envisagé de fixer à l'avance la trajectoire des tarifs des ELD pour les 4 années de la période tarifaire.

Cette trajectoire tarifaire se traduit, hors impact du CRCP décrit ci-après, par l'application à la grille tarifaire de chaque ELD au 1^{er} juillet de chaque année et à compter du 1^{er} juillet 2010 :

- de la variation annuelle moyenne, constatée sur l'année calendaire précédente, de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (IPC) ;
- et d'un objectif de productivité annuel.

Afin de tenir compte du contexte et des situations spécifiques à chaque opérateur, il est envisagé d'adapter cette trajectoire tarifaire aux caractéristiques de chaque ELD, par la mise en œuvre d'un objectif de productivité différencié pour chaque ELD. Pour ce faire, la CRE s'appuiera sur deux études confiées à des cabinets externes :

- une étude comparative européenne des coûts des gestionnaires locaux de distribution de gaz naturel ;
- un audit des charges d'exploitation des ELD disposant d'un tarif spécifique.

Pour les ELD ne présentant pas de comptes dissociés, la CRE envisage de proposer un tarif commun, dont le niveau est obtenu à partir de la moyenne des niveaux tarifaires des trois GRD dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées, parmi ceux ayant présenté des comptes dissociés. Pour ces ELD, il est envisagé à ce stade que le facteur de productivité retenu corresponde à la moyenne des facteurs de productivité des trois GRD dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées, parmi ceux ayant présenté des comptes dissociés.

Un mécanisme de partage des gains de productivité supplémentaires, qui pourront être réalisés par les ELD, sera mis en place. Le partage des gains de productivité supplémentaires se fera avec des règles identiques à celles mises en œuvre pour GrDF :

- les gains de productivité supplémentaires seront calculés, en fin de période tarifaire, par rapport à une assiette de charges d'exploitation considérées comme maîtrisables, au-delà d'un objectif de productivité appliqué à ces charges et résultant de l'objectif de productivité appliqué à la grille tarifaire ;
- les ELD conserveront 40 % des gains réalisés, les 60 % restants venant en diminution de l'évaluation des charges à recouvrer dans les prochains tarifs.

Ce mécanisme de partage des gains de productivité ne s'appliquera pas aux ELD bénéficiant du tarif commun, ces dernières ne présentant pas de comptes dissociés permettant d'identifier une assiette de charges d'exploitation considérées comme maîtrisables.

c) Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'assurer un maintien, voire une amélioration, du niveau de qualité de service offert par les ELD et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux

opérateurs, il est envisagé de mettre en place un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des ELD sur un modèle similaire à celui mis en place pour GrDF.

Ainsi, il est envisagé de suivre les principaux domaines de l'activité des ELD :

- le délai de réalisation des principales interventions ;
- la qualité de la relation avec les consommateurs finals ;
- la qualité de la relation avec les fournisseurs ;
- la qualité des informations échangées avec les GRT ;
- la qualité des données de relèves et de facturation ;
- l'environnement.

Le mécanisme de régulation de la qualité de service envisagé serait constitué de 2 types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats ;
- des indicateurs, particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis.

Les incitations financières donneront lieu, soit à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP, soit à des indemnités versées directement aux fournisseurs par les ELD.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des ELD retenu prendra en compte la situation propre de chaque ELD, les indicateurs déjà suivis actuellement, les délais de mise en œuvre des nouveaux indicateurs et l'existence d'objectifs de qualité de service chez les ELD. Ce mécanisme sera adapté aux ELD en termes de :

- périmètre d'indicateurs suivis ;
- date de mise en œuvre ;
- fréquence de remontée des informations à la CRE ;
- objectifs à atteindre pour les indicateurs incités financièrement ;
- montants des incitations financières.

En outre, le mécanisme retenu prendra en compte le retour d'expérience effectué sur les 9 mois de suivi des indicateurs par GrDF.

A ce stade des réflexions, les indicateurs donnant lieu à incitations financières envisagés, ainsi que les ELD concernées, sont les suivants :

- La qualité des relevés JJ transmis au GRT pour les allocations journalières au PITD :
 - Régaz dès le 1^{er} juillet 2009 ;
 - Réseau GDS dans un second temps ;
- Le délai de transmission au GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs au PITD :
 - Régaz dès le 1^{er} juillet 2009;
 - Réseau GDS dans un second temps ;
- Le taux de disponibilité du portail Fournisseur :
 - Régaz et GEG dès le 1^{er} juillet 2009;
 - Réseau GDS et Vialis dans un second temps ;
- Le taux de réponse aux réclamations Fournisseur dans un délai objectif :
 - Régaz, Réseau GDS, GEG et Vialis dès le 1^{er} juillet 2009;
 - Gédia, Caléo, Gaz de Barr et Véolia dans un second temps ;

- Le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD : tous les GRD, y compris ceux bénéficiant d'un tarif commun et ceux disposant de tarifs non-péréqués pour de nouvelles concessions, dès l'entrée en vigueur du prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD au 1^{er} juillet 2009.

Par ailleurs, il est envisagé que les ELD bénéficiant d'un tarif commun et les GRD disposant de tarifs non-péréqués pour de nouvelles concessions mettent en œuvre les mêmes indicateurs non incités financièrement.

d) Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Il est envisagé d'introduire, pour les ELD disposant d'un tarif spécifique, un mécanisme similaire à celui appliqué à GrDF permettant de corriger, pour des postes préalablement identifiés dont les évolutions sont difficiles à prévoir par les ELD, les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels : le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Les postes de charges et de revenus soumis à ce mécanisme et envisagés à ce stade pour les ELD sont :

- les revenus perçus par les ELD sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, couverts à 100 % ;
- les charges de capital supportées par les ELD, couvertes à 100 % ;
- les pénalités perçues par les ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour les ELD du système de pénalités ;
- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés et les ELD concernées, hormis celui relatif au respect des rendez-vous client, afin de permettre le reversement aux utilisateurs du réseau des pénalités en cas de non atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement aux ELD impactées des bonus en cas de dépassement des objectifs.

Le mécanisme d'apurement du solde du CRCP est identique à celui existant pour GrDF :

- un apurement opéré annuellement au 1^{er} juillet de chaque année, à compter du 1^{er} juillet 2011, de manière automatique par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire en vigueur ;
- une limitation à +/- 2 % de l'évolution de la grille tarifaire en vigueur liée à cet apurement ;
- l'application d'un taux d'intérêt au solde du CRCP, afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme. Ce taux d'intérêt, égal au taux sans risque retenu pour le tarif ATRD de GrDF, est fixé à 4,2 % par an, nominal, avant impôt.

2. Niveau de revenu autorisé des ELD

La CRE envisage de maintenir les principes généraux de détermination du niveau de revenu autorisé des GRD, qui ont été adoptés pour la fixation des tarifs actuels d'utilisation des réseaux de distribution publique (délibération de la CRE du 26 octobre 2005).

2.1. Charges de capital

Les charges de capital comportent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes dépend de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR) de chaque opérateur.

a) Valeur et actualisation de la BAR

Valeur initiale de la BAR :

La valeur initiale de la BAR, au 31 décembre 2002, a été déterminée sur la base d'une réévaluation des valeurs historiques des actifs de l'opérateur. Les actifs ont été valorisés selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs sont réévaluées au 31 décembre 2002 par l'application, afin de tenir compte de l'évolution du niveau général des prix, de l'indice « PIB marchand » ;
- les actifs industriels sont amortis afin de tenir compte de l'obsolescence technique et économique de ces actifs. Cet amortissement est calculé selon la méthode linéaire sur la durée de vie économique des actifs (50 ans pour les canalisations et branchements, 40 ans pour les postes de détente et 10 à 30 ans pour les autres catégories d'actifs).

Actualisation de la valeur de la BAR :

Une fois fixée au 31 décembre 2002, la valeur des actifs de la BAR évolue d'année en année en fonction :

- de l'indice des prix à la consommation hors tabac en glissement de juillet à juillet, tel qu'il est publié par l'INSEE ;
- d'un amortissement calculé selon la méthode linéaire sur la durée de vie économique des actifs indiquée au paragraphe suivant ;
- des sorties d'actifs du patrimoine de l'opérateur (cessions et mises au rebut) ;
- des nouveaux investissements réalisés par l'opérateur.

Au 1^{er} janvier 2008, la valeur de la BAR des ELD tenant des comptes dissociés, calculée à partir des données transmises par ces dernières, était la suivante :

- Régaz : 270,7 M€ ;
- Réseau GDS : 215,8 M€ ;
- Vialis : 51,3 M€ ;
- Gaz Electricité de Grenoble : 33,9 M€ ;
- Gédia : 26,7 M€ ;
- Gaz de Barr : 25,6 M€ ;
- Véolia Eau (pour le Syndicat Intercommunal de Huningue, St Louis, Hégenheim et Village Neuf) : 21,7 M€ ;
- Caléo : 15,8 M€.

b) Calcul des charges de capital

Le montant de l'annuité d'amortissement est calculé selon la méthode linéaire à partir de la valeur résiduelle des actifs au 1^{er} janvier de chaque année. Les durées de vie normatives utilisées pour ce calcul sont celles indiquées pour la réévaluation des actifs historiques au 31 décembre 2002, à l'exception des canalisations et branchements, pour lesquels une durée de vie de 45 ans a été retenue.

Le montant de la rémunération financière est calculé en appliquant à la valeur de la BAR au 1^{er} janvier de chaque année un taux de rémunération qui reflète le coût du capital de l'opérateur.

Le taux de rémunération retenu pour la fixation des tarifs actuels est de 7,25 % (réel, avant impôt). Pour les prochains tarifs des ELD, il est envisagé de retenir la valeur de 6,75 % (réel, avant impôt) pour le taux de rémunération, de façon cohérente avec le taux retenu pour le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008.

Cette diminution du taux de rémunération est liée à l'évolution du profil de risque de l'activité de distribution de gaz compte tenu du nouveau cadre de régulation envisagé : mise en place d'un CRCP couvrant notamment le risque volume, évolution annuelle de la grille tarifaire tenant compte de l'inflation, période tarifaire de 4 ans.

Le niveau de 6,75% est cohérent avec les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et avec les fourchettes de valeurs qui résultent de ces différents paramètres.

2.2. Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel seront évaluées après analyse de l'ensemble des postes de dépense des GRD.

Dans ce cadre, la CRE a confié à un cabinet extérieur une mission d'audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles des 8 principales ELD disposant d'un tarif spécifique, sur les exercices 2007, 2008 et 2009.

a) Dépenses liées à la densification du réseau

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, approuvé par l'arrêté du 2 juin 2008, couvre les dépenses du GRD liées à la densification du réseau : aides financières au développement destinées aux promoteurs et constructeurs de maisons individuelles, actions d'animation de la filière gaz (prescripteurs, installateurs et maîtres d'ouvrage). En effet, ces actions, en favorisant l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution, permettront une utilisation plus intensive des réseaux existants, qui contribuera à diminuer le coût moyen d'acheminement pour l'ensemble des clients.

Le GRD est un acteur légitime pour mener des actions dans ce domaine car il peut amortir ces coûts sur le long terme, alors que les fournisseurs ne sont pas certains de conserver leurs nouveaux clients dans la durée, ces derniers pouvant changer de fournisseur à tout moment.

En revanche, les dépenses relatives à la communication pour promouvoir l'usage du gaz ne sont pas couvertes par ce tarif.

Il est donc envisagé, pour les ELD qui mènent ce type d'actions, que leur prochain tarif couvre les dépenses liées à la densification du réseau. Pour une ELD donnée, le montant de ces dépenses couvert par le tarif rapporté à ses charges d'exploitation totale sera inférieur ou égal au montant des dépenses de densification retenu pour GrDF rapporté à ses charges d'exploitation totale.

b) Dépenses liées à la sécurité des installations intérieures

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, approuvé par l'arrêté du 2 juin 2008, couvre les dépenses du GRD liées à la sécurité des installations intérieures, compte tenu de l'enjeu en termes de sécurité pour les consommateurs finals et afin de garantir que ces prestations continueront à être réalisées.

Ces prestations sont notamment le diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de 6 mois et les actions de sensibilisation des clients et des acteurs de la filière gazière.

Il est donc envisagé, pour les ELD qui mènent ce type d'actions, que leur prochain tarif des ELD couvrent ces dépenses liées à la sécurité des installations intérieures. Pour une ELD donnée, le montant de ces dépenses couvert par le tarif rapporté à ses charges d'exploitation totale sera inférieur ou égal au montant des dépenses de sécurité retenu pour GrDF rapporté à ses charges d'exploitation totale.

3. Hypothèses de quantités distribuées et demandes tarifaires des ELD

3.1. Hypothèses de quantités distribuées

Les hypothèses utilisées pour le calcul des tarifs actuels ont été définies à partir des quantités de gaz distribuées en 2004 corrigées du climat, et du rythme de développement des consommations de gaz prévu pour 2005, 2006 et 2007.

L'analyse des résultats des ELD sur la période tarifaire en cours montre que les quantités effectivement distribuées, ainsi que le nombre de consommateurs réellement raccordés, ont été inférieurs aux prévisions, dans la plupart des cas.

Les GRD expliquent cette situation par la convergence de plusieurs facteurs, dont certains sont structurels et révèlent des tendances de moyen/long terme :

- une baisse de la consommation unitaire liée à une plus grande maîtrise de la consommation (amélioration de l'isolation, modernisation des installations de chauffage, etc) ;
- une baisse du nombre de clients raccordés, due à la concurrence de l'électricité et des énergies alternatives et à l'absence d'effort de promotion de l'usage du gaz.

Ainsi, dans ce contexte, les ELD proposent des hypothèses modérées de croissance du nombre de clients raccordés et des quantités distribuées pour la prochaine période tarifaire.

Ces hypothèses de croissance sur la période 2009 / 2012, ainsi que les écarts entre les prévisions et les réalisations pour les années 2006 et 2007 pour les quantités distribuées (après prise en compte de la correction climatique) et le nombre de clients raccordés, sont les suivants :

		ATRD2	Réalisés				Prévisions		
		2006	2006		2007		2009		Évolution moyenne 2010-2012
				(écart / ATRD2 2006)		(écart / ATRD2 2006)		(écart / ATRD2 2006)	
Régaz	Nombre de clients moyen	211 705	212 495	+0,4%	213 409	+0,8%	213 299	+0,8%	-0,2%
	Volume (GWh)	4 961	4 602	-7,2%	4 758	-4,1%	4 668	-5,9%	-0,2%
Réseau GDS	Nombre de clients moyen	112 559	108 571	-3,5%	109 730	-2,5%	111 940	-0,5%	+0,6%
	Volume (GWh)	5 093	4 860	-4,6%	4 641	-8,9%	4 917	-3,5%	+0,5%
GEG	Nombre de clients moyen	48 617	48 211	-0,8%	47 794	-1,7%	46 794	-3,7%	-1,1%
	Volume (GWh)	998	868	-13,0%	936	-6,2%	915	-8,3%	-1,1%
Vialis	Nombre de clients moyen	30 899	31 013	+0,4%	31 598	+2,3%	32 024	+3,6%	+0,7%
	Volume (GWh)	900	906	+0,6%	891	-1,1%	899	-0,1%	+0,5%
Gédia	Nombre de clients moyen	12 827	12 883	+0,4%	12 986	+1,2%	13 175	+2,7%	+0,8%
	Volume (GWh)	489	487	-0,4%	433	-11,5%	451	-7,7%	+0,2%
Caléo	Nombre de clients moyen	9 433	10 806	+14,6%	11 135	+18,0%	11 379	+20,6%	+1,1%
	Volume (GWh)	390	396	+1,7%	357	-8,6%	351	-10,0%	+0,8%
Gaz de Barr	Nombre de clients moyen	9 979	10 149	+1,7%	10 424	+4,5%	10 612	+6,3%	+1,0%
	Volume (GWh)	421	514	22,3%	524	+24,5%	520	+23,6%	+0,6%
Véolia	Nombre de clients moyen	7 365	7 596	+3,1%	7 703	+4,6%	7 862	+6,8%	+1,0%
	Volume (GWh)	324	263	-18,9%	237	-27,1%	291	-10,3%	+1,2%

Ces trajectoires sont en cours d'analyse par la CRE.

3.2. Demandes tarifaires des ELD

a) Avec le taux de rémunération actuel de 7,25%, réel avant impôt

En l'état, les ELD ayant supposé que le taux de rémunération des actifs ne sera pas modifié, ces demandes conduiraient à une hausse des tarifs de la plupart des ELD au 1^{er} juillet 2009, qui se décompose de la manière suivante :

- une augmentation importante des charges d'exploitation, liée d'une part à une hausse de certains postes de coûts (informatique, immobilier, réorganisation des activités clientèle...) et d'autre part, aux demandes de couverture de charges non couvertes par le tarif en vigueur des ELD (redevances de desserte, sécurité des installations intérieures, promotion de l'usage du gaz...);
- une augmentation des charges de capital, généralement liée au fort niveau d'investissement observé en 2006 et 2007 (résorption accélérée des fontes grises sur cette période);
- une hausse liée à la baisse des quantités de gaz distribuées.

Les demandes tarifaires des ELD pour 2009, ainsi que leur décomposition, donnent les éléments suivants :

	Evolutions tarifaires (avec un taux de rémunération de 7,25 % réel, avant impôt)	Part de l'évolution tarifaire liée à l'évolution des :		
		Charges d'exploitation	Charges de capital	Quantités distribuées
Régaz	+21,2%	+11,8%	+5,7%	+3,7%
Réseau GDS	+17,6%	+8,0%	+6,4%	+3,2%
GEG	+16,7%	+7,4%	+3,6%	+5,6%
Vialis	+21,8%	+10,4%	+10,1%	+1,2%
Gédia	+9,9%	+17,3%	-14,2%	+6,8%
Caléo	-1,5%	+1,3%	-1,3%	-1,5%
Gaz de Barr	+2,4%	+0,5%	+7,4%	-5,5%
Véolia	+34,6%	+22,0%	+6,4%	+6,1%

Ces données sont en euros courants avec une hypothèse d'inflation de 2% annuelle ; la CRE prendra en compte les dernières prévisions d'inflation pour la période tarifaire considérée. Ces données prennent également en compte les demandes supplémentaires des ELD, par rapport au périmètre des tarifs en vigueur.

Les charges d'exploitation des ELD, en forte augmentation pour l'année 2009, se stabilisent ensuite sur la période 2010 / 2012. Leurs évolutions moyennes sur cette période sont les suivantes :

	Evolution des charges d'exploitation 2009 (écart / ATRD2 2006)	Evolution moyenne des charges d'exploitation sur la période 2010 / 2012
Régaz	+27,9%	+3,4%
Réseau GDS	+17,7%	+5,0%
GEG	+11,3%	+2,7%
Vialis	+22,5%	+2,3%
Gédia	+53,1%	+4,1%
Caléo	+6,2%	+3,3%
Gaz de Barr	+1,6%	+5,1%
Véolia	+60,0%	+3,0%

Les demandes tarifaires des ELD sont en cours d'analyse par la CRE.

b) Avec un taux de rémunération de 6,75%, réel avant impôt

La CRE envisageant de retenir la valeur de 6,75 % (réel, avant impôt) pour le taux de rémunération, les demandes tarifaires des ELD conduiraient, avec cette valeur du taux de rémunération, aux évolutions tarifaires suivantes au 1^{er} juillet 2009 :

	Evolutions tarifaires (avec un taux de rémunération de 6,75 % réel, avant impôt)
Régaz	+18,7%
Réseau GDS	+14,7%
GEG	+15,0%
Vialis	+18,8%
Gédia	+7,3%
Caléo	-3,9%
Gaz de Barr	-0,3%
Véolia	+31,2%

3.3. Evolution des écarts entre le tarif de GrDF et ceux des ELD

Les demandes actuelles des ELD pour l'année 2009, avec un taux de rémunération de 6,75%, aboutiraient à un accroissement des écarts avec le tarif ATRD de GrDF en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2008 : ces demandes rendraient les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD de 29% à 109% plus élevés que celui de GrDF.

	Ecarts entre le tarif des ELD et le tarif de GrDF		
	Au 1^{er} janvier 2005 (ATR1)	Au 1^{er} janvier 2006 (ATR2)	Demandes tarifaires actuelles des ELD, comparées au tarif de GrDF en vigueur au 1^{er} juillet 2008 (ATR3)
Régaz	42%	23%	39%
Réseau GDS	36%	32%	44%
GEG	44%	39%	51%
Vialis	29%	23%	38%
Gédia	50%	48%	49%
Caléo	24%	12%	9%
Gaz de Barr	49%	43%	35%
Veolia	76%	67%	109%

Ces données sont en euros courants.

4. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution des ELD

Le retour d'expérience a conduit au maintien de la structure du tarif de GrDF dans son nouveau tarif de distribution entré en vigueur au 1^{er} juillet 2008. Dans ces conditions, il est envisagé de conserver en l'état la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD.

En effet, l'homogénéité de la structure des tarifs de distribution de tous les GRD contribue à l'ouverture des marchés en France, car elle simplifie la gestion de l'acheminement sur les réseaux de distribution par les fournisseurs, ainsi que les interfaces entre GRD et fournisseurs.

5. Traitement des nouvelles concessions et des GRD de rang 2

Le III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, modifié par l'article 29 de la loi du 7 décembre 2006, prévoit que « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de la présente loi sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire.* ».

La loi du 7 décembre 2006 réaffirme donc, en lui donnant une base légale, le principe de péréquation par GRD des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution pour les concessions historiques. En revanche, elle exclut de cette péréquation tarifaire les nouvelles concessions issues d'une mise en concurrence (régime juridique de l'article 25-1 de la loi de 2003).

Le III de l'arrêté du 2 juin 2008, approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, fixe les règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions de distribution de gaz naturel : « *Toute entité souhaitant répondre à un appel à concurrence pour la desserte en gaz naturel d'une nouvelle concession doit prendre pour référence la grille tarifaire de GrDF en vigueur au moment de l'appel à concurrence. Un coefficient multiplicateur unique est appliqué à l'ensemble des termes de cette grille. Les termes tarifaires résultant d'abonnement annuel, de souscription de capacité journalière et de distance doivent être divisibles par 12 et définis avec deux chiffres après la virgule. Tout opérateur d'une nouvelle concession non directement raccordée au réseau de transport est en situation de GRD de rang 2, même si le réseau de distribution amont est géré par le même opérateur.* ».

Le tarif du GRD retenu suite à un appel d'offre pour une nouvelle concession est transmis par ce GRD à la CRE, qui vérifie le respect des principes de l'arrêté du 2 juin 2008 et, si tel est le cas, propose le tarif aux ministres pour approbation.

Par ailleurs, l'arrêté du 2 juin 2008 prévoit que les GRD disposant de tarifs spécifiques péréqués sont tenus de mettre en place une comptabilité séparée des coûts entre les communes bénéficiant du tarif péréqué et les autres. Cette séparation doit se faire selon des modalités auditable, prenant en compte les charges réellement imputables.

Au vu des interrogations des acteurs concernés sur ces dispositions, il est apparu nécessaire d'engager une réflexion afin de préciser et décliner les modalités de mise en œuvre des règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions. Dans ce contexte, la CRE a mis en place un groupe de travail réunissant 8 GRD, la DGEC (Direction Générale de l'Energie et du Climat) et dans un second temps la FNCCR. Les orientations de ce groupe de travail sont précisées ci-après.

5.1. Harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués

Chaque année, de nouvelles concessions sont attribuées. Ce sont donc potentiellement plusieurs nouveaux tarifs non-péréqués supplémentaires qui viendront, chaque année, s'ajouter aux tarifs non-péréqués des concessions attribuées les années précédentes.

Compte tenu de la complexité qui en résultera pour l'ensemble des acteurs de marché, il est envisagé d'harmoniser certaines modalités de révision annuelle de ces tarifs.

a) Harmonisation des dates de révision annuelle

Il est envisagé que les évolutions annuelles des tarifs ATRD des concessions non-péréqués, si elles sont prévues dans le contrat de concession, aient lieu au 1^{er} juillet de chaque année, pour tous les opérateurs et toutes les concessions non-péréquées.

En effet, les tarifs ATRD péréqués évoluant également au 1^{er} juillet de chaque année, une date unique de révision annuelle des tarifs ATRD apportera de la simplicité au fonctionnement du marché.

Le délai entre la date d'entrée en vigueur d'un tarif ATRD non-péréqué d'une nouvelle concession et la date de la première évolution tarifaire annuelle ne pourra être inférieur à une année.

Par ailleurs, il est envisagé que chaque GRD publie sur son site internet les grilles tarifaires des concessions le concernant, au plus tard un mois avant leur entrée en vigueur, avec la mention des communes concernées et une référence aux textes tarifaires en vigueur au journal officiel.

b) Harmonisation des indices d'indexation

Il est envisagé que, pour tous les GRD, les formules de révision annuelle utilisent les mêmes indices de référence (indices pour refléter l'évolution du coût de la main d'œuvre, du coût des matériaux, etc.), tous les GRD supportant les évolutions des mêmes inducteurs de coûts. En outre, cette harmonisation apportera de la simplicité pour les autorités concédantes et pour les utilisateurs des réseaux.

Les coefficients appliqués à ces indices resteraient, en revanche, propres à chaque GRD et, le cas échéant, à chaque concession.

c) Prise en compte des évolutions de la structure de la grille tarifaire de référence

Afin de ne pas introduire de complexité supplémentaire dans le fonctionnement du marché du gaz naturel, ni dans les systèmes d'information des fournisseurs et des GRD, il est souhaitable que les modifications qui pourraient intervenir dans la structure de la grille tarifaire de référence s'appliquent également aux tarifs des concessions non-péréqués.

Ainsi, il est envisagé que les tarifs non-péréqués prennent en compte toute modification de structure de la grille tarifaire de référence, dès son entrée en application.

Actuellement, la structure de la grille tarifaire de référence est définie par les éléments suivants :

- le nombre d'options tarifaires : 4 options tarifaires de base (T1 à T4), un tarif de proximité (TP) et un forfait pour les clients sans compteur ;
- le nom des options tarifaires : T1, T2, T3, T4, TP, forfait ;
- la structure de chaque option tarifaire :
 - a. tarif binôme pour les options T1 à T3, composé d'un abonnement et d'un terme proportionnel aux quantités ;
 - b. tarif trinôme pour l'option T4 avec un terme supplémentaire proportionnel à la capacité souscrite ;
 - c. tarif trinôme pour l'option TP composé d'un abonnement, d'un terme proportionnel à la capacité souscrite et d'un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau au réseau de transport le plus proche ;
- le niveau des seuils de coupure entre options tarifaires (les seuils de coupure sont calculés CTA incluse) situés à 6 000 kWh, 300 000 kWh et à 5 GWh pour une modulation de 160 jours. Le seul moyen de garantir que les seuils de coupure d'un tarif sont les mêmes que ceux du tarif de référence consiste à appliquer un même coefficient multiplicateur à l'ensemble des termes de toutes les options tarifaires de la grille de référence ;
- les poids respectifs de la partie fixe et de la partie variable de chaque option tarifaire. Ceci est respecté de fait par l'application d'un même coefficient multiplicateur à l'ensemble des termes de toutes les options tarifaires de la grille de référence.

5.2. Facturation des coûts de raccordement, d'acheminement et des services spécifiques

L'arrêté du 2 juin 2008 approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel prévoit que « d'un point de vue tarifaire et contractuel, le réseau de distribution de rang 2 est rendu directement accessible depuis le réseau de transport pour les expéditeurs, sur la base du schéma suivant :

- les expéditeurs paient, au GRD de rang 2, un seul tarif couvrant la prestation d'acheminement du gaz depuis le point d'interface transport distribution (PITD) concerné jusqu'au point de livraison du consommateur final ;

- les charges à couvrir par les tarifs du GRD de rang 2 comprennent les coûts relatifs à l'acheminement sur le réseau de distribution du GRD de rang 1 ;
- ces coûts font l'objet d'un contrat entre le GRD de rang 1 et le GRD de rang 2 ou d'un protocole, lorsque le GRD de rang 1 et le GRD de rang 2 sont une seule et même entité juridique, qui sont soumis à la CRE. »

Ainsi, un GRD de rang 2 est un utilisateur du réseau du GRD de rang 1, mais, avec des caractéristiques particulières :

- il est délégataire de service public dans le cadre d'un contrat de concession. Il a en conséquence des obligations de service public ;
- en charge de l'exploitation d'un réseau de distribution, il achemine du gaz non pour sa propre consommation mais afin de permettre aux fournisseurs situés sur sa zone de desserte d'alimenter leurs clients ;
- sa présence est garantie sur le long terme, puisque les durées de concessions sont généralement de l'ordre de 30 ans.

Le GRD de rang 2 a, par conséquent, des relations spécifiques avec le GRD de rang 1, qui ne sont pas traitées dans le cadre opérationnel et contractuel prévu pour les autres utilisateurs de réseau.

Le décret du 28 juillet 2008 relatif au développement de la desserte gazière et aux extensions des réseaux publics de distribution de gaz naturel, publié le 30 juillet 2008, fixe le cadre applicable aux raccordements. Son article 3 stipule que « sur le territoire des communes déjà desservies par un réseau de gaz naturel, les gestionnaires de réseaux de distribution publique de gaz ont l'obligation de raccorder aux réseaux de distribution publique existants tous les clients qui le demandent, si le ratio du calcul de rentabilité obtenu est égal ou supérieur au niveau arrêté par le ministre chargé de l'énergie en application de l'article 36 de la loi du 7 décembre 2006 susvisée. Pour satisfaire les demandes de raccordement dont la rentabilité est inférieure à ce niveau, les gestionnaires des réseaux de distribution publique peuvent demander une participation aux demandeurs. [...] ». Le critère de rentabilité (dit critère « B/I »), le seuil et les modalités de calcul sont précisés dans l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière.

Si ces dispositions ne posent aucune difficulté d'application dans le cas général des raccordements de consommateurs de gaz, leur mise en œuvre dans le cas des GRD de rang 2 peut s'avérer délicate :

- un risque de mauvaises répartitions des coûts entre réseaux : la charge financière du raccordement est un point important de l'équilibre économique et de l'offre commerciale d'un GRD candidat à un appel d'offre pour une nouvelle concession. Si la participation du GRD de rang 2 aux coûts de raccordement dépend de la rentabilité de l'opération estimée selon un calcul classique de « B/I », le GRD de rang 2 pourrait être incité à surestimer les ventes prévisionnelles de gaz de façon à réduire sa participation financière au raccordement. Ceci conduirait à faire peser de facto la charge financière du réseau de rang 2 sur les autres utilisateurs du réseau de rang 1 ;
- un problème de confidentialité dans le cas où un GRD de rang 1 est en concurrence avec d'autres GRD pour la desserte d'une nouvelle concession en aval de son réseau de distribution de gaz naturel : la mise en œuvre classique du critère de rentabilité « B/I » nécessite que le GRD de rang 2 communique au GRD de rang 1, qui pourra être son concurrent, des éléments de son offre commerciale pour la nouvelle concession en concurrence : ses prévisions de consommation et de développement sur les prochaines années, la situation géographique de l'interface envisagée entre les deux réseaux, etc ;
- un risque de discrimination : le calcul du « B/I » est réalisé par le GRD de rang 1 qui utilise des paramètres découlant de sa politique commerciale. Ainsi, les calculs de « B/I » sont parfois considérés par les GRD de rang 2 comme opaques et pourraient donner lieu à une discrimination.

Afin de garantir la couverture des coûts générés par chaque GRD et d'éviter les risques mentionnés ci-dessus, plusieurs acteurs sont favorables aux principes suivants concernant la facturation des coûts de raccordement, d'acheminement et des services spécifiques :

- la totalité des coûts de raccordement sur le réseau de rang 1 devrait être facturée par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2, soit :
 - a. la totalité des coûts du branchement ;
 - b. le cas échéant, la totalité des coûts du réseau d'amenée (également appelé « extension ») ;
 - c. et lorsqu'ils sont directement et immédiatement imputables au GRD de rang 2, la totalité des coûts de renforcement du réseau de rang 1 ;
- 50 % des coûts d'acheminement, liés à l'application du tarif ATRD du GRD de rang 1, devraient être facturés par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2. La valeur de 50 % correspond à la couverture des charges d'exploitation normatives, qui représentent 47 % du tarif ATRD de GrDF (charges d'exploitation / total des charges) et d'une quote-part des charges de capital normatives au titre des renforcements futurs, représentant 3 % du tarif ATRD de GrDF. Cette valeur serait applicable quel que soit le GRD amont ;
- les services spécifiques (pression non standard, location du poste de comptage à l'interface des réseaux, etc.) seraient facturés en sus par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2, en application des catalogues des prestations du GRD de rang 1.

Pour renforcer la confidentialité des offres commerciales entre GRD potentiellement concurrents, il conviendrait de permettre à chaque GRD de construire son offre commerciale sans avoir besoin d'échanger des informations avec le GRD de rang 1.

Après en avoir discuté avec la FNCCR, il est envisagé à ce stade que les autorités concédantes deviennent l'interlocuteur des GRD candidats pour leur diffuser les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant, notamment :

- la cartographie du réseau de distribution et du réseau de transport existants (ou, a minima, le ou les points de branchements potentiels aux réseaux existants) ;
- les seuils de consommation à partir desquels un renforcement des réseaux de distribution amonts serait nécessaire et le coût des renforcements à la charge du GRD de rang 2 associés à ces seuils.

Sur la base de ces informations collectées par les autorités concédantes et de sa propre expertise technique, chaque GRD candidat sera en mesure de faire une estimation des coûts de raccordement aux réseaux existants.

5.3. Comptage à l'interface des réseaux de rang 1 et de rang 2

Lorsque le GRD de rang 2 est différent du GRD de rang 1, un comptage à l'interface des deux réseaux est nécessaire afin de permettre au GRD de rang 1 de facturer au GRD de rang 2 l'acheminement du gaz sur son réseau. En outre, pour les besoins de fonctionnement du réseau de transport, un comptage quotidien (télérelevé) est nécessaire.

A l'inverse, lorsque les réseaux de rang 1 et de rang 2 sont exploités par le même GRD, rien n'oblige de mettre en place un comptage à l'interface des ces réseaux. Un tel comptage n'est d'ailleurs pas utile sur le plan opérationnel.

La charge financière liée au comptage à l'interface des réseaux de rang 1 et réseau de rang 2 est un point important de l'équilibre économique et de l'offre commerciale d'un GRD candidat à un appel d'offre pour une nouvelle concession. Il peut donc y avoir une distorsion de concurrence vis-à-vis des candidats qui souhaitent répondre à un appel d'offre lorsqu'ils n'exploitent pas le réseau de distribution de rang 1.

Ainsi, certains opérateurs souhaiteraient la mise en place systématique d'un comptage à l'entrée de chaque nouvelle concession de gaz naturel, même lorsque le réseau de rang 2 est géré par le même GRD que le réseau de rang 1, afin de mettre tous les concurrents à l'appel d'offre sur un pied d'égalité.

A l'inverse, d'autres opérateurs considèrent que, dans la mesure où un comptage systématique n'est pas utile sur le plan opérationnel lorsque les GRD de rang 1 et 2 sont un seul et même opérateur, l'imposer reviendrait à faire porter aux consommateurs de gaz une charge financière inutile.

6. Injection de biogaz dans les réseaux de distribution de gaz naturel

Le biogaz est un mélange gazeux issu de la dégradation en absence d'oxygène de la matière organique (ou appelée aussi fermentation méthanique). Produit majoritairement de façon naturelle, une partie non négligeable de sa production résulte de la dégradation des déchets produits par les activités humaines, telles que décharges, boues de stations d'épuration, fosses à lisier, etc.

Le biogaz peut être utilisé localement pour produire de la chaleur, de l'électricité, ou les deux par cogénération, du carburant pour véhicules, ou du froid. Il est actuellement principalement utilisé pour la production de chaleur et d'électricité.

Le biogaz peut également être injecté dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel, sous réserve du respect de la réglementation en vigueur et des spécifications relatives à l'injection de gaz dans ces réseaux (qualité du gaz, odorisation, pression, etc.). Des projets sont actuellement en cours et pourraient arriver à échéance courant 2009 pour les plus avancés d'entre eux.

Aussi, la CRE envisage de mettre en place dans sa prochaine proposition tarifaire une tarification spécifique à l'injection de biogaz dans les réseaux de distribution de gaz naturel.

Les règles opérationnelles d'acheminement sur l'ensemble de la chaîne gazière devront également être adaptées pour prendre en compte ces injections.

La CRE invite toutes les parties intéressées à adresser leur contribution, **au plus tard le 16 février 2009** :

- sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr), sous la rubrique « Documents / Consultations publiques », en utilisant la fonction « Contribuer » (possibilité de transmettre un document électronique) ;
- par courrier électronique, à l'adresse suivante : webmestre@cre.fr ;
- par courrier postal à : 2, rue du Quatre Septembre - 75084 Paris Cedex 02 – France ;
- en rencontrant les services de la Commission, en s'adressant à la Direction des réseaux et infrastructures de gaz (téléphone : 01 44 50 42 12) ;
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

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

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

Sauf mention contraire des personnes consultées, tout ou partie de leur contribution pourra être transmise à la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC).

QUESTIONS PRELIMINAIRES :

Question 1 :

Pensez-vous que les tarifs ATRD actuels des ELD constituent un frein à l'ouverture du marché du gaz sur leur territoire ? Quels sont selon vous les éventuels freins à l'ouverture du marché sur le territoire des ELD ?

Question 2 :

Quel est votre retour d'expérience sur les tarifs et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD ?

Question 3 :

Quel est votre retour d'expérience sur le tarif et les conditions d'utilisation actuelles du réseau de distribution de gaz naturel de GrDF entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2008 ?

QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE REGULATION :

Question 4 : (page 4)

Que pensez-vous d'une durée de validité des prochains tarifs des ELD portée à 4 ans ? Si vous ne jugez pas cette durée pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ?

Question 5 : (page 5)

Pensez-vous qu'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD est nécessaire ? Avez-vous des remarques sur les objectifs de productivité qui pourraient être demandés aux ELD ?

Question 6 :

Quel est votre retour d'expérience du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GrDF ? Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs mis en place pour GrDF ?

Question 7 : (page 5)

Pensez-vous qu'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service est nécessaire pour les ELD ? Avez-vous des remarques sur la liste d'indicateurs qui pourraient donner lieu à incitation financière pour les ELD ?

Question 8 : (page 5)

Pensez-vous qu'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service est nécessaire pour les GRD disposant de tarifs ATRD non-péréqués pour de nouvelles concessions ? Avez-vous des remarques sur l'indicateur qui pourrait donner lieu à incitation financière pour ces GRD ?

Question 9 : (page 7)

Que pensez-vous de l'application du mécanisme de CRCP aux ELD ? Avez-vous des remarques sur les postes pouvant être couverts par ce mécanisme ?

QUESTIONS RELATIVES AUX NOUVELLES CONCESSIONS ET AUX GRD DE RANG 2:

Question 10 : (page 13)

Que pensez-vous des orientations envisagées en termes d'harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués ?

Question 11 : (page 13)

Que pensez-vous d'une date de révision annuelle des tarifs ATRD des concessions non-péréqués au 1^{er} juillet de chaque année ?

Question 12 : (page 14)

Quels seraient selon vous les indices à prendre en compte pour l'indexation des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution pour les nouvelles concessions ?

Question 13 : (page 14)

Etes-vous favorable à la prise en compte par les tarifs non-péréqués de toute modification de structure de la grille tarifaire de référence ?

Question 14 : (page 14)

Que pensez-vous des orientations envisagées en termes de principes de facturation du raccordement et de l'acheminement par le GRD de rang 1 au GRD de rang 2 ?

Question 15 : (page 16)

Pensez-vous que les autorités concédantes doivent devenir les interlocuteurs privilégiés des GRD candidats aux nouvelles concessions pour leur diffuser les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant ? Selon vous, quelles sont, plus précisément, les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant qui doivent être transmises par les autorités concédantes aux GRD candidats ?

Question 16 : (page 16)

Pensez-vous qu'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2 soit nécessaire, même s'il s'agit du même opérateur ?

QUESTION RELATIVE A L'INJECTION DE BIOGAZ :

Question 17 : (page 17)

Avez-vous des remarques sur la mise en place dans les prochains tarifs d'un terme d'injection de biogaz dans les réseaux de distribution ?

AUTRES QUESTIONS :

Question 18 :

Avez-vous des remarques concernant les catalogues de prestations des ELD ?

Question 19 :

Avez-vous toute autre remarque sur les tarifs et les modalités d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel ?