

Paris, le 16 mars 2009

## **Synthèse des réponses à la consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

La CRE a organisé, du 20 janvier 2009 au 16 février 2009, une consultation publique sur les principes de tarification de l'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel en France, dans le cadre de la préparation d'une nouvelle proposition tarifaire conçue pour s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2009.

28 contributions ont été adressées à la CRE (voir liste en annexe) :

- 9 proviennent de fournisseurs, dont l'Uprigaz ;
- 1 provient d'un consommateur final ;
- 9 proviennent de gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (GRD) ;
- 1 provient d'un gestionnaire de réseaux de transport de gaz naturel (GRT) ;
- 8 proviennent d'autres acteurs du marché, dont l'AFG, la FNCCR et 4 porteurs de projets d'injection de biogaz.

Il ressort de cette consultation publique que la majorité des contributeurs considère que les tarifs ATRD des ELD ne constituent pas un frein à l'ouverture du marché du gaz dès lors qu'ils sont répercutés sur les tarifs réglementés de vente de gaz, tout en mettant en évidence des disparités importantes entre ELD, en termes de niveaux tarifaires, de pratiques opérationnelles et de SI.

En outre, les acteurs de marché se sont majoritairement exprimés en faveur des propositions suivantes :

- un allongement de la période tarifaire des ELD à 4 ans, même si une majorité propose que la durée de la 1<sup>ère</sup> période tarifaire soit de 3 ans pour aligner l'évolution tarifaire des ELD sur celle de GrDF ;
- la mise en place d'un mécanisme incitatif à la productivité et à la qualité de service pour les ELD, adapté à la situation spécifique de chaque ELD ;
- la mise en place d'un mécanisme de CRCP pour les ELD ;
- une harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués ;
- la définition des principes de facturation du raccordement de l'acheminement entre GRD de rang 1 et GRD de rang 2 tels que proposés dans la consultation ;
- la mise en place d'un terme d'injection de biogaz.

Ils sont partagés sur :

- la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service pour les GRD disposant de tarifs ATRD non-péréqués pour de nouvelles concessions ;
- la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2 ;
- l'harmonisation des catalogues de prestations des ELD.

Enfin, de nombreux fournisseurs ont rappelé la nécessité d'assurer une cohérence entre les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution et les tarifs de vente réglementés de gaz naturel.

## 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 ?*

**La majorité des acteurs de marché considère que les tarifs ATRD des ELD ne constituent pas un frein à l'ouverture du marché du gaz dès lors qu'ils sont répercutés sur les tarifs réglementés de vente de gaz.**

### Fournisseurs (8) :

La majorité des fournisseurs dont l'Uprigaz, soit 5 fournisseurs, considère que les tarifs ATRD des ELD ne constituent pas un frein en soi à l'ouverture du marché, dès lors qu'ils couvrent les coûts des ELD et que l'ensemble des coûts auxquels sont exposés les ELD sont répercutés, à la date de mise en œuvre du tarif, dans les tarifs réglementés sur ces zones de desserte.

Selon l'Uprigaz, la fixation de tarifs administrés de vente reflétant l'ensemble des coûts des opérateurs historiques est d'ailleurs le paramètre essentiel pour permettre l'ouverture du marché du gaz en France.

De ce point de vue, 2 de ces fournisseurs dont l'Uprigaz considèrent que la situation est meilleure sur le territoire des ELD que sur celui de GrDF, les tarifs de vente au consommateur étant établis sur une base plus représentative des coûts réels que pour les tarifs de GDFSUEZ BEF.

Ces 2 fournisseurs sont rejoints par 1 troisième qui souligne que l'évolution du niveau du tarif ATRD de GrDF n'a pas été répercutée sur les tarifs réglementés de vente de GDFSUEZ BEF, induisant une dégradation de la compétitivité des concurrents et donc freinant l'ouverture du marché.

4 fournisseurs dont l'Uprigaz ajoutent que certains éléments peuvent constituer des freins à l'ouverture du marché :

- 1 fournisseur considère que la non-harmonisation des aspects contractuels et opérationnels avec ceux en vigueur chez GrDF constitue une barrière à l'entrée dissuadant les acteurs de s'implanter sur le territoire des ELD ;
- l'Uprigaz considère que des tarifs ATRD trop élevés constituent un frein au développement du marché du gaz dans les zones de desserte des ELD ;
- 1 troisième fournisseur considère le manque d'information sur l'ouverture des marchés pour les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution, la complexité des conditions d'accès et l'impossibilité de retour aux tarifs réglementés de vente représentent les freins les plus importants ;
- enfin, 1 quatrième fournisseur considère que la disparité des niveaux des tarifs ATRD des ELD face à celui de GrDF ne facilite pas la comparaison des offres faites aux clients.

### GRD (2) :

Les 2 GRD, qui se sont exprimés, considèrent que les tarifs ATRD des ELD ne constituent pas un frein à l'ouverture des marchés sur le territoire des ELD, ces tarifs étant appliqués à chaque fournisseur de manière non discriminatoire.

Selon 1 des 2 GRD, le manque général d'information pour le client final, une communication inappropriée des fournisseurs, la crainte des clients vis à vis du tarif dérégulé et la hausse importante des prix qui provoque une attitude de réserve, constituent les freins à l'ouverture du marché.

L'autre GRD ajoute que le blocage de l'évolution des coûts des tarifs réglementés de GDFSUEZ BEF constitue un frein à l'ouverture du marché.

### Autre acteur du marché (1) :

Selon la FNCCR, les tarifs ATRD actuels des ELD ne constituent pas un frein à l'ouverture du marché du gaz sur leur territoire, dans la mesure où ils ont une structure identique à celui de GrDF, contribuant à simplifier les relations entre GRD et fournisseurs. Elle considère que, comme pour l'électricité, c'est plutôt la différence de taille très importante entre les ELD et GrDF qui décourage peut-être certains

fournisseurs d'entreprendre les démarches nécessaires pour établir les contrats préalables à la conquête de clients sur les territoires des ELD, et qui peut donc former un frein à l'ouverture du marché sur ces territoires.

**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 ?*

**La majorité des fournisseurs mettent en évidence des disparités importantes entre ELD en termes de niveaux tarifaires, de pratiques opérationnelles et de SI.**

**De nombreux GRD ne se prononcent pas, le seul s'étant exprimé estimant avoir atteint un très bon niveau de fiabilité de la chaîne de facturation.**

Fournisseurs (5) :

2 fournisseurs considèrent ne pas avoir de retour d'expérience négatif, ne rencontrant pas de difficultés particulières.

3 fournisseurs mettent en évidence des disparités entre ELD :

- 1 fournisseur évoque ainsi les conditions pratiques d'échanges avec les GRD très diversifiées comme le montre la présentation périodique faite au sein du GTG sur le degré d'avancement des SI ;
- 1 autre fournisseur souligne que l'existence de différents tarifs le contraint à constituer des offres différenciées par GRD, avec les contraintes en matière de SI et de politique commerciale correspondantes ;
- 1 troisième fournisseur ajoute qu'il existe actuellement des disparités importantes dans les niveaux de prix pratiqués par les différents GRD, et qu'il serait souhaitable de les atténuer.

GRD (1) :

1 GRD précise qu'il a mis en place tous les mécanismes souhaités par les acteurs du marché pour créer des conditions d'utilisation du réseau transparentes et non discriminatoires. Il ajoute que les fournisseurs actifs sur sa zone de desserte n'ont pas formulé de réclamation sur les modalités d'accès et de mise en œuvre des prestations relatives au parcours client et l'acheminement. Il souligne que la facturation de l'acheminement est très sensible à la qualité des informations transmises par les fournisseurs (CAR, niveaux de souscription, etc), du processus d'allocations et des index relevés. Le GRD considère qu'il a atteint un très bon niveau de fiabilité de la chaîne de facturation.

**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<sup>er</sup> juillet 2008 ?*

**La majorité des fournisseurs déplore que l'augmentation de l'ATRD de GrDF n'ait pas encore été répercutée sur l'ensemble des tarifs réglementés de vente de gaz en distribution du fournisseur historique. Par ailleurs, ces fournisseurs évoquent des difficultés relatives aux règles de calcul des dépassements de capacité souscrite, au système OMEGA et au traitement des contrats de livraison directs.**

**La FNCCR juge souhaitable de revoir à la baisse le seuil délimitant la frontière entre les segments T1 et T2.**

#### Fournisseurs (7) :

5 fournisseurs dont l'Uprigaz déplorent que l'augmentation de l'ATRD de GrDF n'ait pas encore été répercutée sur l'ensemble des tarifs réglementés de vente de gaz en distribution de GDFSUEZ BEF.

3 fournisseurs dont l'Uprigaz font état d'un retour d'expérience favorable sur le tarif et les conditions actuelles d'utilisation du réseau de GrDF.

2 fournisseurs considèrent que la dissymétrie, entre les règles de dépassements de capacité souscrite entre distribution (tolérance de 5%) et transport (tolérance de 3%) pour les clients télérelevés, est de nature à complexifier les relations entre les clients et les fournisseurs, générant un risque pour ces derniers de ne pas refléter à l'identique dans leurs contrats avals les coûts payés aux gestionnaires de réseaux. Ces deux fournisseurs souhaitent ainsi un alignement des seuils de tolérance.

2 fournisseurs soulignent que les problèmes opérationnels liés au système OMEGA restent la principale difficulté à ce jour. Ainsi, l'un de ces fournisseurs rappelle que des « rejets » informatiques existent depuis l'ouverture du SI OMEGA et que, même si leur volume a quelque peu baissé, ils restent encore trop nombreux (plus de 2% des points des fournisseurs alternatifs). Selon ce fournisseur, ces rejets induisent des surcoûts importants pour les fournisseurs, leur traitement nécessitant la mise en place des procédures manuelles, et conduisent parfois à ne pas pouvoir facturer les clients, voire à les perdre, nuisant à l'image des fournisseurs.

1 fournisseur considère que les choix faits en matière de traitement des contrats de livraison directs (CLD) constituent une barrière au développement des fournisseurs. Selon ce fournisseur, le passage du tarif réglementé en offre de marché conduit, pour des grands clients, à la facturation de frais au titre du CLD qui annihilent la compétitivité du prix de la molécule.

1 fournisseur considère que l'objectif de convergence des principes tarifaires, dans la mesure des situations spécifiques des opérateurs, est un point positif, allant dans le sens de la lisibilité et de la simplification. Ce fournisseur ajoute qu'il conviendra de s'assurer d'une information préalable du marché avec un délai suffisant avant toute évolution annuelle de la grille tarifaire de GrDF.

#### Autre acteur du marché (1):

La FNCCR juge souhaitable de revoir à la baisse le seuil délimitant la frontière entre les segments T1 et T2. En effet, elle souligne que le seuil de consommation entre les segments T1 et T2, actuellement fixé à 6000 kWh, est supérieur à la consommation des utilisateurs résidentiels pour leur besoin de chauffage dans des locaux répondant aux exigences de la réglementation thermique pour le niveau le plus exigeant (HQE). Selon elle, cela conduit ces utilisateurs à payer un prix moyen du kWh gaz pour le chauffage plus élevé que celui des habitations de moindre performance énergétique.

En outre, pour le calcul du taux de rentabilité des extensions, la FNCCR ajoute que les utilisateurs du segment T1 ne sont pas pris en compte, alors que les besoins de chauffage résidentiels sont souvent prépondérants dans les zones où le développement du réseau passe par sa densification.

### **QUESTIONS RELATIVES AU CADRE DE REGULATION :**

**Question 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 ?*

**L'ensemble des acteurs de marché est favorable à un allongement de la période tarifaire des ELD à 4 ans, associé à un mécanisme de révision annuelle des tarifs. Toutefois, une majorité propose que la durée de la 1<sup>ère</sup> période tarifaire soit de 3 ans pour aligner l'évolution tarifaire des ELD sur celle de GrDF.**

#### Fournisseurs (7) :

Tous les fournisseurs dont l'Uprigaz sauf 1 fournisseur, qui se sont exprimés, soit 6 fournisseurs, sont favorables à une durée de validité des prochains tarifs des ELD portée à 4 ans. Selon eux, un allongement de la durée de validité des tarifs est la contrepartie de la mise en place d'une incitation à la maîtrise des coûts des ELD et présente un bon compromis entre visibilité et prise en compte des éventuels mouvements structurels des GRD. Il stabilise les coûts des fournisseurs et leurs permet d'avoir une visibilité plus importante pour la construction de ses propres tarifs.

Néanmoins, 3 fournisseurs considèrent qu'une durée de 3 ans serait souhaitable pour la première période tarifaire commençant au 1<sup>er</sup> juillet 2009, afin que les prochaines révisions tarifaires de GrDF et des ELD interviennent au même moment.

1 fournisseur souhaite que les actualisations à chaque 1<sup>er</sup> juillet ne portent que sur la partie proportionnelle afin de minimiser les perturbations sur les tarifs de vente des fournisseurs (impact sur les seuils inter-tarifaires).

#### GRD (7) :

Tous les GRD, qui se sont exprimés, soit 7 GRD, sont favorables à un allongement de la durée de validité des prochains tarifs des ELD. Selon eux, un tel allongement, associé à un mécanisme de mise à jour annuelle telle que prévu (prise en compte du taux moyen d'inflation sur l'année et d'un taux de productivité), est de nature à conférer une stabilité au cadre tarifaire, donnant de la visibilité à tous les acteurs (fournisseurs, GRD).

4 GRD sont favorables à une durée tarifaire portée à 4 ans. Néanmoins parmi eux, 2 GRD considèrent qu'une durée de 3 ans serait souhaitable pour la première période tarifaire commençant au 1<sup>er</sup> juillet 2009, afin que les prochaines révisions tarifaires de GrDF et des ELD interviennent au même moment.

3 GRD sont favorables à une durée tarifaire portée à 3 ans pour les prochains tarifs.

2 GRD souhaitent que le mécanisme de mise à jour annuelle couvre correctement les évolutions de contexte. Ainsi 1 de ces GRD demande que les innovations, qui seront mises en œuvre pendant cette période, puissent être prises en compte dans la mise à jour annuelle des tarifs, notamment les investissements liés à la mise en œuvre de « nouveaux comptages gaz ».

#### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR et l'AFG sont favorables à une durée de validité des prochains tarifs des ELD portée à 4 ans. Selon eux, un tel allongement est propice au bon fonctionnement du marché puisqu'il entraîne une certaine stabilité du dispositif et une meilleure lisibilité pour tous les acteurs ; cette visibilité, essentielle tant aux gestionnaires de réseaux qu'aux clients et fournisseurs de gaz, leur permet d'optimiser leurs offres.

Néanmoins, l'AFG considère qu'une durée de 3 ans serait souhaitable pour la première période tarifaire commençant au 1<sup>er</sup> juillet 2009, afin que les prochaines révisions tarifaires interviennent au même moment.

**Question 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 ?***

|  |
|--|
| <b>Tous les acteurs de marché sont favorables à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD.</b> |
|--|

### Fournisseurs (8) :

Tous les fournisseurs dont l'Uprigaz, qui se sont exprimés, soit 8 fournisseurs, sont favorables à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD.

1 fournisseur ajoute que les GRD, qui évoluent dans un environnement « protégé », doivent contribuer à l'effort général de la productivité de la filière.

2 fournisseurs précisent qu'un tel mécanisme permettrait de fixer de façon contractuelle et transparente les objectifs de progrès que devraient réaliser les opérateurs de distribution, et la part des gains de productivité qui sera attribuée aux utilisateurs de réseaux.

1 de ces 2 fournisseurs, rejoint par 1 autre fournisseur soulignent qu'il faut cependant veiller à ce que la recherche des gains de productivité ne se fasse au détriment de la qualité de service, et notamment sur les investissements, et permette de continuer à enregistrer des gains pour le client in fine. La faible taille des ELD doit inciter à adopter une démarche très prudente selon 1 troisième fournisseur.

1 autre fournisseur propose d'aligner le mécanisme incitatif des ELD sur celui appliqué à GrDF.

### GRD (6) :

La grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 5 GRD, sont favorables à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD assorti d'objectifs de productivité, à la condition que les gains de productivité tiennent compte de leur faisabilité dans le contexte particulier de chaque ELD : ces gains de productivité doivent être réalistes et compatibles avec les capacités d'adaptation de chaque ELD, et non uniquement établis sur la seule base d'une comparaison avec d'autres opérateurs. 1 de ces GRD ajoute qu'il a depuis longtemps consenti des efforts de productivité, notamment par l'adaptation des effectifs aux activités et souligne que ses marges de manœuvre sont maintenant très réduites.

La majorité de ces GRD, soit 4 GRD, souhaitent que soit pris en compte l'évolution des charges liées aux contraintes croissantes en matière de sécurité, qui pèsent sur les gestionnaires des réseaux de distribution, et tout particulièrement les retombées financières, qui pourraient résulter de la modification prévisible et à assez brève échéance de la réglementation concernant les travaux à proximité des ouvrages. L'impact potentiel de futures dispositions réglementaires étant, lui, difficilement prévisible sur la prochaine période tarifaire, ces GRD souhaitent que ces dépenses soient prises en compte dans le CRCP, l'exploitant ne maîtrisant pas ces dépenses, mais les subissant.

1 autre GRD ajoute qu'il convient de prendre en compte les surcoûts induits par le suivi des obligations liées à la sécurité, à la nécessaire mise en œuvre de nouveaux logiciels informatiques liés à la transmission de données du GRD et au fonctionnement de la chaîne de facturation et de recouvrement en lien avec les Fournisseurs.

Ces 5 GRD précisent qu'ils contestent les conclusions de l'étude menée par le cabinet Capgemini et, en particulier, le taux de productivité de 5% par an (sauf exception) sur une longue période mentionné en conclusion de l'étude, considéré comme hors de portée. 1 de ces GRD ajoute que cet effort n'est pas compatible avec le maintien de la qualité de service actuelle et aura un impact certain sur l'ensemble de sa politique d'exploitation et de maintenance. 1 autre GRD ajoute qu'il conteste les résultats en raison de l'absence d'éléments de comparaison en matière de qualité de service.

### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR considère que la mise en place d'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD ne peut être envisagée qu'à condition que ce mécanisme ne concerne que les délégations de service public ou les régies relevant du périmètre historique : seuls les tarifs péréqués des ELD, et de GrDF, doivent être concernés par un tel mécanisme selon elle. La FNCCR ajoute qu'il faut prendre garde à vérifier que les gains de productivité réalisés ne se font pas au détriment des investissements et de la qualité de service.

La FNCCR précise qu'elle n'est pas favorable à l'incitation aux gains de productivité pour les délégations de service public relevant de la procédure de mise en concurrence (§ III de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003) : concernant ces délégations de service public, c'est le libre jeu de la concurrence qui doit susciter un phénomène vertueux de maîtrise des coûts de gestion de ces réseaux. Le dispositif fixant le niveau des prix doit relever exclusivement des dispositions contractuelles fixées au cahier des charges de la concession au moment de l'attribution de la délégation de service public.

L'AFG est favorable à la mise en place d'un mécanisme incitatif à la maîtrise des coûts des ELD, comme cela existe pour les autres activités régulées de transport ou de distribution de GrDF



**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 ?*

**La plupart des acteurs de marché formule des propositions complémentaires en termes d'indicateurs et d'incitation pour le mécanisme de suivi de la qualité de service de GrDF.**

**Alors que certains fournisseurs soulignent que le dispositif doit gagner en lisibilité, souplesse et réactivité d'évolution, et que les indicateurs doivent être engageant pour les GRD, un GRD considère qu'il convient de pérenniser les indicateurs actuels.**

Fournisseurs (6) :

1 fournisseur précise que son retour d'expérience sur le dispositif de régulation incitative de la qualité de service de GrDF est positif.

1 autre fournisseur considère que les indicateurs publiés par GrDF manquent encore de lisibilité : GrDF publie les indicateurs de qualité de service en application de l'arrêté tarifaire, et également d'autres indicateurs complémentaires sur son portail. Selon ce fournisseur, la cohérence entre ces jeux d'indicateurs n'est pas immédiate et l'absence de définitions précises pour chacun d'eux ne facilite pas leur compréhension et leur utilisation.

2 fournisseurs soulignent qu'il est important que les indicateurs suivis constituent des objectifs et des engagements et non de simples indicateurs, partant du constat que les indicateurs incités financièrement semblent s'améliorer plus rapidement que les autres.

4 fournisseurs précisent les thèmes pour lesquels ils jugent nécessaire un suivi de la qualité de service :

- 1 fournisseur propose que soient mis en place des indicateurs complémentaires relatifs au suivi des prestations par type de clients seraient souhaitables : première mise en service, intervention pour impayé dans les délais ;
- 1 autre fournisseur demande la mise en place d'une incitation financière liée au nombre d'écarts de périmètre contractuel. Selon ce fournisseur, la situation des fournisseurs étant très différente au regard de ces écarts, cette incitation ne devrait pas conduire à une pénalité versée au CRCP mais être versée aux fournisseurs. Ce fournisseur propose que l'incitation financière soit de 100 € par mois et par point en rejet, dès que le nombre de rejets dépasse un certain seuil exprimé en pourcentage du portefeuille du fournisseur concerné (par exemple 0,5%) ;
- 1 troisième fournisseur, rappelant que les indicateurs doivent répondre aux attentes des utilisateurs, considère qu'il convient de s'assurer en particulier du respect des délais indiqués dans le catalogue et de la disponibilité du système d'information ;
- 1 quatrième fournisseur considère le suivi de la qualité de service nécessaire concernant les interruptions de fourniture, les prestations concernant les opérations de raccordement et la relève des consommations.

2 fournisseurs évoquent les travaux menés dans le cadre du GTG :

- 1 de ces fournisseurs demande qu'un dispositif soit prévu, permettant d'enrichir de manière souple et réactive la série d'indicateurs issus du tarif, dans le cas où d'autres indicateurs pertinents seraient identifiés notamment dans le cadre du GTG ;
- le second fournisseur rappelle qu'il serait opportun d'inclure directement dans la proposition tarifaire concernant les ELD les indicateurs complémentaires issus des discussions poursuivies dans le cadre du GTG.



#### GRD (1) :

1 GRD considère qu'il convient de pérenniser les indicateurs produits depuis juillet 2008, compte tenu du retour globalement positif des parties prenantes (fournisseurs de gaz, associations de consommateurs, etc).

Pour répondre aux besoins exprimés par les fournisseurs de gaz, ce GRD ajoute qu'il étudie actuellement la possibilité d'élargir à une segmentation par type de clients (Relève 6M / MM / JJ) les indicateurs de suivi des délais d'intervention, et propose la mise en place dès juillet 2009 d'un indicateur de mesure des écarts de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs.

Il précise que trois indicateurs de l'arrêté tarifaire du 2 juin 2008 publié le 15 juin 2008 ne peuvent être produits à ce jour (les indicateurs de délai de publication OMEGA) et ne pourront pas être développés avant 2010 au plus tôt.

#### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR considère comme opportun d'adjoindre un dispositif de surveillance de la qualité de service à la mise en place d'un système d'incitation à la productivité, les objectifs de réduction des coûts pouvant conduire à un mécanisme pervers de baisse des investissements et à une réduction des moyens humains et matériels.

Selon elle, certains aspects, pourtant essentiels aux missions d'un GRD, semblent négligés comme la sécurité des chantiers à proximité des canalisations de gaz, la tenue à jour en permanence d'une cartographie à jour du réseau, le bon entretien du réseau (diminution du taux de fuite), etc. La FNCCR précise que les coûts relatifs à la mise en œuvre de ces actions sont pourtant une part prépondérante des charges des GRD.

Elle ajoute qu'il serait pertinent que le niveau des incitations ou pénalités financières soit en relation de proportionnalité avec le niveau des charges d'exploitation qu'elles sont supposées réguler.

L'AFG, rappelant que les indicateurs doivent répondre aux attentes des utilisateurs, considère qu'il convient de s'assurer en particulier du respect des délais indiqués dans le catalogue et de la disponibilité du système d'information.

#### **Question 7 :      *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 ?***

|   |
|---|
| <b>Tous les acteurs de marché sont favorables à un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service des ELD.</b> |
|---|

#### Fournisseurs (7) :

La totalité des fournisseurs dont l'Uprigaz, qui se sont exprimés, soit 7 fournisseurs, sont favorables à la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service des ELD :

- 1 de ces fournisseurs précise qu'il convient de trouver un juste équilibre entre l'intérêt d'un tel dispositif et les coûts afférents à sa mise en place pour les ELD dont la taille est réduite. Il estime que ce dispositif devrait être limité à seulement quelques indicateurs tels que les délais de rendez-vous, la qualité de la relève et la qualité des flux informatiques ;
- 1 autre fournisseur propose que ce mécanisme soit aligné sur celui de GrDF en termes de principe. Il est favorable à la liste d'indicateurs présentés, et propose qu'une enquête de satisfaction des fournisseurs soit ajoutée à ce mécanisme, ainsi que le versement des indemnités aux fournisseurs impactés de non atteinte des objectifs des indicateurs de suivi de la qualité des informations liées aux SI ;
- 1 fournisseur souligne qu'il est important que les indicateurs suivis constituent des objectifs et des engagements et non de simples indicateurs. Il ajoute qu'il considère le suivi de la qualité de service nécessaire concernant les interruptions de fourniture, les prestations concernant les opérations de raccordement et la relève des consommations ;

- 1 autre fournisseur propose, en complément de la liste d'indicateurs présentés, d'ajouter les deux indicateurs suivants : un indicateur concernant le développement des usages du gaz naturel, soulignant qu'une partie de l'augmentation du tarif est justifiée par les dépenses liées à la promotion du gaz ; un indicateur reprenant le taux de compteurs défectueux (calculée par exemple comme le rapport entre le nombre de compteurs reconnus défectueux changés chaque année et le nombre total de compteurs en place). En effet, les difficultés liées à la gestion des redressements de consommation et de facturation suite à un compteur défectueux sont réelles pour le fournisseur, et constituent un élément sensible de la relation client.

#### GRD (7) :

Tous les GRD, qui se sont exprimés, soit 7 GRD, sont favorables à la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service des ELD, sous réserve que :

- ce mécanisme n'occasionne pas de coûts de gestion supplémentaires ;
- ses exigences n'aillent pas au-delà de celles formulées pour GrDF ;
- il soit adapté à la taille et au contexte des ELD ;
- les objectifs de productivité soient compatibles avec ceux de la qualité de service.

1 GRD rappelle qu'il serait possible de reprendre les exigences généralement formulées dans les cahiers des charges des concessions pour bâtir des indicateurs de référence.

#### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR considère comme opportun d'adjoindre un dispositif de surveillance de la qualité de service des ELD à la mise en place d'un système d'incitation à la productivité, les objectifs de réduction des coûts pouvant conduire à un mécanisme pervers de baisse des investissements et à une réduction des moyens humains et matériels.

La FNCCR précise que ses remarques formulées précédemment sur l'absence d'indicateurs de qualité sur certaines missions pourtant essentielles des GRD concernent aussi les ELD.

L'AFG précise que les principes doivent être les mêmes pour tous les GRD, les modalités devant cependant être adaptées à leurs tailles et enjeux.

L'AFG ajoute que ses remarques formulées précédemment pour GrDF concernent aussi les ELD.

**Question 8 : *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 ?***

**Les acteurs de marché sont partagés concernant la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service pour les GRD disposant de tarifs ATRD non-péréqués pour de nouvelles concessions.**

**Alors que la grande majorité des fournisseurs est favorable à un tel dispositif, la majorité des GRD rejoint par la FNCCR et l'AFG ne jugent pas pertinente sa mise en place.**

#### Fournisseurs (6) :

La majorité des fournisseurs dont l'Uprigaz, qui se sont exprimés, soit 4 fournisseurs, est favorable à la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service pour les GRD disposant de tarifs ATRD non-péréqués pour de nouvelles concessions.

1 fournisseur s'exprime contre cette proposition, les obligations relatives à la qualité de service pour les nouvelles concessions relevant, selon lui, des cahiers des charges de ces concessions. Il ajoute qu'il est difficile d'écarter les objectifs spécifiques de qualité de service que peuvent avoir les autorités concédantes.

2 fournisseurs rappellent qu'ils ne partagent pas l'idée d'abandonner le système de péréquation des tarifs sur les territoires desservis par les nouvelles concessions : cette non-péréquation alourdit sans commune mesure le traitement des clients, la détermination de leurs tarifs, les rend incomparables entre eux, et surtout alourdit la mise en place des systèmes d'information des fournisseurs et des GRD. Elle est, selon eux, pénalisante pour les fournisseurs qui souhaitent élargir leur portefeuille et donne pour le client une impression d'opacité en ne permettant pas une lecture cohérente.

#### GRD (7) :

La majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 5 GRD, n'est pas favorable à la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service pour les GRD disposant de tarifs ATRD non-péréqués pour de nouvelles concessions : la réponse du concessionnaire sur ce sujet constitue l'un des éléments de choix du concédant :

- 3 GRD considèrent que les obligations relatives à la qualité de service pour les nouvelles concessions relèvent des cahiers des charges de ces concessions et de la négociation avec les autorités concédantes ;
- 4 GRD soulignent que ces indicateurs seraient très peu significatifs dans la mesure où le nombre de concessions nouvelles au niveau d'une ELD est très faible, voire nul, les faibles nombres en jeu dans les indicateurs concernés pouvant leur retirer toute validité statistique ;
- 3 d'entre eux proposent plutôt de retenir des indicateurs globaux valables sur l'ensemble du territoire d'une ELD, sans distinction de zone entre communes en zone péréquée et concessions nouvelles, permettant de simplifier la collecte et le suivi de ces indicateurs ;
- 1 de ces GRD propose d'attendre un retour d'expérience aussi bien sur le mécanisme en général (très récent) que sur les ATRD spécifiques aux concessions nouvelles (extrêmement limités à ce jour).

1 GRD est favorable à la mise en place d'un tel mécanisme pour les nouvelles concessions, soulignant que les mécanismes incitatifs de suivi de qualité de service des GRD sont nécessaires, et qu'il serait possible de reprendre les exigences généralement formulées dans les cahiers des charges des concessions pour bâtir des indicateurs en référence.

1 GRD, sans se prononcer sur la pertinence d'un tel suivi pour les concessions nouvelles, considère que les clients raccordés sur les nouvelles concessions doivent bénéficier du même niveau de qualité de service que ceux des communes déjà desservies en gaz.

#### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR et l'AFG considèrent que la mise en place d'un mécanisme incitatif de suivi de la qualité de service, corollaire d'une incitation à la maîtrise des coûts, pour les nouvelles concessions sur lesquelles des tarifs non péréqués sont appliqués, n'est pas nécessaire. Selon eux, le contrôle de la qualité doit relever des autorités organisatrices locales ; il apparaît donc difficile d'écarter les objectifs spécifiques de qualité de service que peuvent avoir les autorités concédantes.

L'AFG propose que les candidats aux nouvelles concessions s'engagent à mettre en place un système de reporting approprié pour permettre de suivre les objectifs de qualité visés.

**Question 9 :      *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 ?***

|  |
|--|
| <b>La majorité des acteurs de marché est favorable à la mise en place d'un mécanisme de CRCP pour les ELD.</b> |
|--|

### Fournisseurs (6) :

Les fournisseurs sont partagés concernant l'application du mécanisme de CRCP aux ELD.

2 fournisseurs sont favorables à une telle mise en place, dès lors qu'il existe potentiellement des écarts entre les prévisions et les réalisations des produits et des charges. Ils sont rejoints par 1 troisième GRD qui souligne que la mise en place d'un CRCP est possible mais que son mécanisme doit être très simplifié compte tenu de la taille des ELD et l'impact sur les variations du tarif capé.

2 fournisseurs dont l'Uprigaz ne sont pas favorables à la mise en place de ce mécanisme, qu'ils jugent lourd et compliqué pour des entreprises de tailles moyenne ou petite. 1 de ces fournisseurs considère que ce mécanisme enlève de la visibilité aux fournisseurs, et pourrait de ce fait être un frein à l'ouverture des marchés. Pour atténuer le risque climatique faisant partie du métier du GRD, ce fournisseur propose plutôt de relever suffisamment le terme fixe de l'ATRD de manière à lui permettre de couvrir une bonne partie des charges fixes (investissement et exploitation). Le terme de quantité représente alors la couverture des autres postes et une incitation au développement du réseau liée à la quantité.

2 fournisseurs soulignent que les pertes ne sont pas un poste du CRCP :

- 1 de ces fournisseurs considère que le poste achat de gaz destiné à combler les pertes devrait aussi être couvert par ce mécanisme ;
- le second fournisseur propose de créer un système qui incite les ELD à réduire les pertes.

### GRD (6) :

La très grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 5 GRD, est favorable à l'application du mécanisme de CRCP aux ELD. En complément des 4 postes proposés qu'ils approuvent, ces GRD souhaitent que les charges nouvelles qui pourraient résulter de l'évolution de la réglementation (en particulier celles concernant les travaux à proximité des ouvrages gaz) puissent être couvertes par le CRCP.

1 GRD rappelle qu'il n'a pas souhaité la mise en place d'un tel mécanisme qui rendrait plus complexe le suivi des tarifs. Néanmoins, ce GRD approuve les 4 postes de charges envisagés dans la formule proposée. Il souhaite que le sort du CRCP en fin de période tarifaire soit éclairci et que sa mise en œuvre fasse l'objet d'un retour d'expérience avant d'envisager son maintien.

### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR et l'AFG sont favorables à l'application du mécanisme de CRCP aux ELD, dès lors qu'il existe une tarification propre à chaque GRD (ou groupe de GRD) permettant une application cohérente du mécanisme de CRCP aux ELD, et dès lors qu'il existe potentiellement des écarts entre les prévisions et les réalisations des produits et des charges.

L'AFG considère que le poste achat de gaz destiné à combler les pertes devrait aussi être couvert par ce mécanisme.

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

**Question 10 :** *Que pensez-vous des orientations envisagées en termes d'harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués ?*

|   |
|---|
| <b>Tous les acteurs de marché sont favorables à une harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués.</b> |
|---|

### Fournisseurs (3) :

Tous les fournisseurs, qui se sont exprimés, soit 3 fournisseurs, sont favorables à toute harmonisation simplifiant la mise en œuvre des tarifs.

### GRD (8) :

Tous les GRD, qui se sont exprimés, soit 8 GRD, sont favorables à une harmonisation des modalités d'évolution des tarifs ATRD des concessions non-péréqués. Cette harmonisation permet de simplifier les évolutions tarifaires et de répondre à deux attentes des utilisateurs du réseau et des collectivités concédantes : simplicité et compréhension. Elle œuvre dans le sens de l'ouverture du marché en simplifiant l'accès aux infrastructures des différents GRD pour les fournisseurs.

### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR considère que la recherche de procédures les moins consommatrices de ressources des opérateurs est louable. Elle ajoute que l'harmonisation des modalités d'évolution des tarifs des DSP va dans ce sens, mais qu'il faut veiller à ne pas brider les possibilités des candidats des DSP à se différencier les uns des autres, la concurrence étant susceptible de faire émerger des offres innovantes, par exemple dans la façon d'exploiter le réseau (plus d'automate et moins de personnel, ou l'inverse ...). Selon la FNCCR, il convient que les compétiteurs à l'attribution d'une nouvelle délégation puissent proposer des indices d'indexation qui leur soient propres et pas seulement les coefficients de pondération de ces indices.

La FNCCR considère qu'à trop vouloir encadrer et rigidifier nationalement les procédures de délégations de service public qui relèvent par ailleurs (sous le contrôle du juge) du droit commun de passation de ce type de contrat et, plus généralement, du droit de la concurrence, la CRE risquerait d'émettre très paradoxalement des signaux de défiance vis-à-vis de la capacité du jeu concurrentiel à concourir à l'amélioration du système gazier.

L'AFG est favorable à une certaine harmonisation, car les tarifs ATRD des concessions non-péréqués sont calculés par référence aux tarifs ATRD du réseau de GrDF.

### **Question 11 : *Que pensez-vous d'une date de révision annuelle des tarifs ATRD des concessions non-péréqués au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année ?***

|   |
|---|
| <b>Tous les acteurs de marché sont favorables à une révision au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année des tarifs des concessions non péréqués.</b> |
|---|

### Fournisseurs (5) :

La très grande majorité des fournisseurs, qui se sont exprimés, soit 4 fournisseurs, est favorable à une date de révision annuelle des tarifs ATRD des concessions non-péréqués au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

1 fournisseur souligne qu'il serait dans ce cas nécessaire que cette évolution s'accompagne d'une révision cohérente des tarifs régulés.

#### GRD (8) :

Tous les GRD, qui se sont exprimés, soit 8 GRD, sont favorables à une date de révision annuelle des tarifs ATRD des concessions non-péréqués au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, car il s'agit d'un point important pour la simplicité du système et la compréhension par les acteurs (fournisseurs, GRD). 1 de ces GRD précise qu'il faudra veiller à ce que les tarifs soient connus suffisamment à l'avance pour que les GRD dits de rang 2 puissent faire évoluer leur tarifs d'acheminement en conséquence à la même date.

#### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR et l'AFG sont favorables, par souci de simplicité, à une date de révision annuelle des tarifs ATRD des concessions non-péréqués au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

#### **Question 12 :      *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 ?***

**A l'exception principalement de la FNCCR, la très grande majorité des acteurs du marché est favorable à la définition d'un panier d'indices commun et formule des propositions en ce sens.**

#### Fournisseur (1) :

Le seul fournisseur s'étant exprimé sur ce sujet considère que les tarifs appliqués aux nouvelles concessions doivent être alignés sur ceux du GRD alimentant la commune concernée, permettant d'éviter la mise en place de développements complexes en termes de SI.

#### GRD (7) :

1 GRD propose que la liste d'indices communs contienne a minima l'indice IPC hors tabac tous ménages confondus et sur la France entière, tel qu'utilisé dans le cadre de la révision du tarif ATRD3, ainsi que les 3 indices en usage dans son catalogue de prestations.

1 GRD propose de retenir la liste d'index préparée par le groupe de travail organisé par la CRE sur le sujet (ICHT, index TP01, TP05a, TP10bis, PVIS, etc).

1 GRD propose que le tarif du GRD amont (et ses variations notamment) soit pris en compte dans la formule de réévaluation du tarif du GRD aval.

4 GRD soulignent que ces indices doivent être significatifs des types de charges pouvant être supportées par les GRD (main d'œuvre, matériaux, ...) :

- 3 d'entre eux proposent que les tarifs d'acheminement sur une commune nouvelle évoluent de la même manière que ceux des communes péréquées, lesquels sont revus périodiquement : à chacune des options tarifaires serait appliqué le même pourcentage d'évolution que celui arrêté pour les communes péréquées en arrondissant à la valeur la plus proche deux chiffres après la virgule, la date d'application de ces évolutions tarifaires étant identique à celle des communes historiques. Cela permettrait de faire bénéficier les nouvelles communes des mêmes gains de productivité que les communes situées en zone péréquée ;
- 1 de ces GRD souhaite que l'approche soit relativement large pour permettre une différenciation des offres remises par les opérateurs et une négociation avec les autorités concédantes.

#### Autre acteur du marché (1) :

La FNCCR rappelle qu'elle n'est pas favorable à un choix d'indices a priori et propose que, pour préserver la souplesse nécessaire à l'émergence d'offres innovantes, le choix des indices d'indexation



soit proposé par les GRD en compétition pour l'attribution d'une nouvelle délégation de service public sous le contrôle de l'autorité organisatrice en charge de la mise en concurrence.

**Question 13 :** *Etes-vous favorable à la prise en compte par les tarifs non-péréqués de toute modification de structure de la grille tarifaire de référence ?*

**A l'exception principalement de la FNCCR, la très grande majorité des acteurs de marché est favorable à la prise en compte de toute modification de structure de la grille tarifaire de référence.**

Fournisseurs (3) :

Tous les fournisseurs, qui se sont exprimés, soit 3 fournisseurs, sont favorables à la prise en compte par les tarifs non-péréqués de toute modification de structure de la grille tarifaire de référence, notamment par souci de simplification opérationnelle.

GRD (7) :

La très grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 7 GRD, est favorable à la prise en compte par les tarifs non-péréqués de toute modification de structure de la grille tarifaire de référence. Selon eux, ceci permettrait de traiter l'ensemble des clients du territoire selon la même structure tarifaire, avec les mêmes seuils de coupure CTA incluse, et est de nature à simplifier la gestion des ces tarifs dans les SI.

Néanmoins, parmi ces GRD, 3 GRD soulignent qu'un problème pourrait apparaître dans la mesure où, lors de la signature du contrat de concession, c'est la grille de GrDF en vigueur au moment de la signature qui est prise comme référence. Les évolutions tarifaires figurant dans le contrat et convenues entre le concédant et le concessionnaire le sont sur la base de cette grille tarifaire initiale. Ces GRD s'interrogent sur quelle base juridique se fonder pour modifier un contrat en cours, pour y intégrer une modification de la structure de la grille tarifaire de départ et sur le moyen de faire le lien avec ce qui a été initialement convenu en matière d'évolution des tarifs ?

1 autre de ces GRD ajoute qu'une telle modification sur une concession de petite taille et sur un portefeuille bien particulier d'utilisateurs de réseau pourrait changer les revenus du GRD de façon beaucoup plus importante que sur une zone péréquée. En conséquence, ce GRD souhaite que les modalités de passage d'une grille à une autre soient précisées avec une possibilité d'application d'un coefficient correcteur sur l'ensemble de la grille.

Autre acteur du marché (1) :

La FNCCR considère que les évolutions de la structure de la grille tarifaire de référence ne doivent être prises en compte que lors du renouvellement du contrat de concession, et qu'elles figurent expressément dans le document que la collectivité organisatrice doit remettre alors à chacun des candidats à l'attribution du contrat de gestion déléguée. En effet selon elle, la modification de la structure de la grille tarifaire durant l'exécution d'un contrat de concession encourrait un risque sérieux d'illégalité dans toute délégation de service public de droit commun, avec subséquemment l'éventualité pour le délégataire d'un droit à réparation d'un préjudice, dans l'hypothèse où elle remettrait en cause l'équilibre économique du contrat par rapport aux conditions économiques existant initialement à l'établissement du contrat, dans un sens défavorable au délégataire. Dans l'hypothèse inverse où cette modification de la grille serait constitutive, à un titre ou un autre, d'un avantage pour le délégataire, elle pourrait être contestée devant le juge au motif qu'elle conduirait à faire bénéficier le cocontractant d'une situation économiquement plus favorable que celle sur la base de laquelle le contrat lui aurait été attribué, contrevenant ainsi au droit de la concurrence et à l'égalité des candidats.



**Question 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 ?*

**Les GRD sont favorables aux principes de facturation du raccordement et de l'acheminement entre GRD de rang 1 et GRD de rang 2 tels que proposés dans la consultation.**

**La FNCCR considère encore trop élevée la facturation de 50% de l'ATRD aux GRD de rang 2.**

GRD (7) :

La grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 6 GRD, est favorable aux 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 :

- 1 de ces GRD considère que la solution envisagée présente en effet le mérite de s'exonérer d'un calcul de B/I dont la mise en œuvre peut générer des obstacles liés à la répartition des coûts entre acteurs, à la confidentialité des données, et à des risques de discrimination. Il souligne que la solution envisagée, fondée sur une prise en charge par le GRD aval des coûts d'extension (investissements d'aménage + investissements éventuels de renforcement), sur la base du minimum technique, et assortie d'une facturation pérenne de 50% de l'ATRD du GRD amont au GRD aval, a le mérite d'être simple à mettre en œuvre. Selon lui, cette solution permet de limiter l'effet négatif, pour le client final et pour le fournisseur, de coefficients tarifaires cumulés et renforcés par une application durable, dans les coûts du GRD aval, de 100% de l'ATRD du GRD amont ;
- Ce GRD est rejoint par 1 second, qui ajoute que la solution envisagée, consistant à ne facturer que la part couvrant les charges d'exploitation et de renforcement du tarif du GRD amont, atténue l'augmentation du coût d'acheminement distribution dû à l'empilement des tarifs des GRD se succédant. Selon lui, cette disposition œuvre pour le développement de la distribution du gaz. Toutefois, ce second GRD propose que la fraction du tarif facturée corresponde au taux propre à chaque GRD qui se retrouverait en situation amont, la fraction du tarif couvrant ces deux postes n'étant pas identique d'un GRD à l'autre. Les GRD devraient alors publier la quote-part « exploitation-renforcement » ;
- 4 GRD soulignent qu'un GRD de rang 2 ne doit pas être considéré comme un utilisateur habituel du réseau de distribution. 1 de ces GRD attire cependant l'attention sur le fait que cette proposition, résultante des travaux d'un groupe réunissant, sous l'égide des services de la CRE, l'ensemble des ELD, GrDF, la DGEC et la FNCCR, doit pouvoir, de manière formelle, être analysée juridiquement comme conforme à l'ensemble du dispositif législatif et réglementaire. Selon lui, les différences fondamentales d'appréciation du rôle et de la spécificité d'un réseau de distribution, au regard d'un client « final », devront être clairement mises en évidence.

1 GRD considère que la proposition présentée semble insuffisante pour permettre un fonctionnement effectif du dispositif aussi bien pour un GRD de rang 2 que pour un GRD de rang supérieur, l'impact dans les coûts de ces GRD restant en moyenne très défavorables à la mise en place de concessions nouvelles.

Ce GRD considère que, si les investissements sont compensés par le GRD de rang 2 (il finance le raccordement), les recettes d'ATRD ne devraient compenser que les dépenses marginales d'exploitation et non les 47% de l'ATRD du GRD de rang 1 qui représentent les charges moyennes.

Autre acteur du marché (1) :

Concernant les coûts d'acheminement, la FNCCR considère que la contribution du gestionnaire de rang 2, que le gestionnaire de rang 1 est légitime à demander pour couvrir les frais qu'il doit lui-même supporter pour assurer la nouvelle desserte, doit être d'un niveau propre à préserver la possibilité de poursuivre la desserte du gaz non seulement à la nouvelle zone objet de la délégation de service, mais également, à travers elle, vers d'éventuelles autres extensions ultérieures. En conséquence, elle considère qu'il est nécessaire de limiter la contribution de la nouvelle desserte aux frais d'acheminement à travers les ouvrages existants ou à créer, qui ne sont pas déjà financés par les

utilisateurs de la concession de rang 1, ce qui devrait conduire à un abattement sur l'ATRD bien supérieur à 50%.

En effet, pour la partie des charges d'exploitation proportionnelle à la longueur du réseau, la proportion des ouvrages de raccordement du GRD de rang 2 dans la longueur totale des ouvrages exploités par le GRD de rang 1 est marginale, notamment en ce qui concerne GrDF. De la même façon, la partie des charges d'exploitation proportionnelle aux quantités transitées, la proportion des quantités acheminées pour le GRD de rang 2 par rapport au total des quantités acheminées du GRD de rang 1 est également marginale. La facturation au GRD de rang 2 des coûts d'acheminement du GRD de rang 1 ne devrait pas dépasser 5% de l'ATRD, à raison de 3% pour les renforcements ultérieurs et 2% pour les charges d'exploitation relatives aux ouvrages de raccordement et aux quantités acheminées.

Concernant l'accès au réseau, la FNCCR considère qu'il est nécessaire :

- de prévoir une obligation pour tout GRD de gaz de permettre à un autre GRD d'accéder au réseau existant,
- de confier à l'autorité organisatrice de la nouvelle desserte le soin de recueillir, sous couvert de l'autorité organisatrice du réseau existant, les informations détenues par le GRD de rang 1 nécessaires au GRD de rang 2 pour élaborer son offre,
- de faire réaliser par le GRD de rang 1 la liaison entre le réseau existant et la limite de sa concession en un point convenu avec le GRD de rang 2, aux frais de celui-ci, dans des conditions techniques et financières transparentes,
- de garantir au GRD de rang 2 soit un droit de suite sur les ouvrages qu'il a financé soit une garantie de pression pour le débit nécessaire à la nouvelle desserte.

En effet, la FNCCR rappelle que l'accès au réseau doit être exécuté à des conditions économiques satisfaisantes, c'est-à-dire que les recettes d'acheminement espérées doivent permettre de couvrir aussi bien les charges en capital des ouvrages à construire que les charges liées à leur exploitation. Pour un utilisateur relevant de la concession, il appartient au GRD d'apprécier si cette condition est satisfaite ou pas. Pour un GRD de rang 2, c'est à lui d'appréhender la rentabilité de son entreprise, et cela dès avant de se porter candidat à la délégation de service public lancé par l'autorité organisatrice. Pour ce faire, il doit d'une part avoir connaissance du tracé du réseau existant et de ses caractéristiques techniques, principalement la pression de service et le débit disponible, et d'autre part ne pas dévoiler ses propres estimations commerciales au risque de les voir parvenir à d'éventuels concurrents, notamment le GRD de rang 1 qui peut également se porter candidat à la consultation. De plus, pour optimiser le réseau de distribution de gaz, qui constitue une infrastructure publique, il convient de préserver la possibilité de raccorder des utilisateurs de droit commun sur le tracé de la liaison entre les réseaux des deux GRD.

**Question 15 : *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 ?***

**Tous les contributeurs sont favorables à ce que les autorités concédantes soient les interlocuteurs privilégiés des GRD candidats aux nouvelles concessions pour leur diffuser les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant.**

**Fournisseurs (2) :**

2 fournisseurs dont l'Uprigaz sont favorables à ce que les autorités concédantes deviennent les interlocuteurs privilégiés des GRD candidats aux nouvelles concessions pour leur diffuser les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant, rappelant qu'il incombe aux autorités concédantes d'organiser de manière transparente et non discriminatoire les consultations relatives aux nouvelles concessions.

### GRD (7) :

La très grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 7 GRD, est favorable à ce que les autorités concédantes deviennent les interlocuteurs privilégiés des GRD candidats aux nouvelles concessions pour leur diffuser les informations nécessaires au calcul des coûts de raccordement au réseau existant, de manière à garantir les mêmes chances de réussite à chacun :

- 1 de ces GRD considère que les informations transmises par les autorités concédantes, avec l'accord du GRD amont, doivent se limiter aux dispositions techniques visant à déterminer les coûts d'investissement d'un réseau d'amenée selon le critère du « minimum technique », ainsi qu'aux conclusions des études de saturation au risque 2% ;
- 1 autre GRD propose que les informations à fournir par le GRD de rang 1 soient : le tracé de la canalisation à réaliser pour le raccordement du GRD de rang 2, le diamètre de cette canalisation, le débit au delà duquel un renforcement sera nécessaire, le tracé et le diamètre de la canalisation à poser, le coût de l'opération de renforcement ;
- 1 troisième GRD propose que les informations à fournir soient : la localisation du (des) poste(s) de raccordement à l'interface, les capacités du réseau amont à l'interface (débit horaire, capacité journalière, pression de livraison de référence (c-à-d hors offre pression), coût de l'extension sur la concession amont à charge du GRD aval) ;
- 1 quatrième GRD propose que les informations à fournir soient celles nécessaires à « l'estimatif » du coût du raccordement (branchement, extension et renforcement), à savoir : longueur « minimale » entre réseau GRD de rang 1 et limite entre les 2 communes, coût moyen au mètre linéaire des dernières consultations du GRD de rang 1, catalogue de prestation du GRD de rang 1. Ce GRD précise qu'il ne faut pas occulter d'autres informations indispensables au raccordement d'un GRD de rang 2 à un GRD de rang 1. En effet, la faisabilité technique doit être acquise avant d'envisager un calcul de rentabilité. Or, le candidat ne pourra demander une étude de raccordement au GRD de rang 1. Il faut donc que l'autorité concédante fournisse aussi des informations techniques au point frontière entre les deux communes ou au point de raccordement au GRD de rang 1. Ce GRD souligne que, selon lui, le GRD de rang 1 doit aussi garantir une pression « minimale » au GRD de rang 2 lui permettant d'alimenter ces utilisateurs dans les meilleures conditions et ce sans clauses d'offre pression ;
- 2 GRD demandent que les éléments à remettre par l'autorité concédante soient clairement explicités. Pour les communes qui n'auraient pas l'expertise nécessaire pour y faire face, ces GRD soulignent que la FNCCR pourrait leur apporter un appui technique pour le lancement de l'appel à candidature.

### Autres acteurs du marché (2) :

La FNCCR rappelle que la procédure d'attribution d'un contrat de délégation de service public peut comporter une phase de négociation entre l'autorité organisatrice et un ou plusieurs candidats. Dès lors, s'il est clair que l'autorité organisatrice doit informer les candidats des conditions dans lesquelles l'attributaire de la délégation sera appelé à exploiter celle-ci, il n'est toutefois pas possible de définir de façon générale et rigoureusement exhaustive les informations susceptibles d'être demandées par les candidats pour finaliser leur offre. En définir la liste a priori reviendrait à limiter l'information des candidats autres que le GRD de rang 1, conférant à celui-ci un avantage anticoncurrentiel. Toutes les informations autres que celles ayant un caractère commercialement sensible au sens de la réglementation doivent pouvoir être portées à la connaissance des candidats pour respecter les règles minimales nécessaires au bon déroulement de la procédure.

Selon l'AFG, les autorités concédantes sont par construction les interlocuteurs privilégiés des GRD candidats aux nouvelles concessions. Selon elle, toutes les autorités concédantes n'ayant probablement pas l'expertise nécessaire pour y faire face, il faut organiser le cas échéant les appuis techniques appropriés pour celles qui le souhaitent.

**Question 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 ?*

**Les acteurs sont partagés concernant la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2.**

Fournisseurs (2) :

1 fournisseur n'est pas favorable à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur, qu'il juge inutile et renchérissant le coût global de l'opération.

L'Uprigaz considère que la réponse à cette question doit être traitée au cas par cas.

GRD (8) :

Une légère majorité des GRD, qui se sont prononcés, soit 5 GRD, n'est pas favorable à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur. En effet, même s'ils rappellent que le principe de non discrimination entre opérateurs doit être respecté et qu'un dispositif de comptage avec télérelève à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2 est de nature à permettre une détermination précise des quantités entrées dans le réseau du GRD2, ces GRD considèrent que le coût d'un tel dispositif, qui peut varier entre 60 et 100 k€, peut remettre en cause la faisabilité même de la desserte. Ces GRD rappellent que les nouvelles communes comportent souvent un potentiel de desserte en gaz limité s'agissant souvent de petites communes, plus ou moins rurales. Aussi un tel dispositif de comptage relève apparaît disproportionné et rendrait économiquement impossible la plupart des projets de nouvelles dessertes. Selon eux, si le GRD de rang 1 est retenu pour la desserte de la nouvelle commune, un tel dispositif de comptage est totalement inutile et aurait l'inconvénient majeur de faire supporter une charge inutile aux clients du GRD aval :

- 1 de ces GRD propose une solution alternative qui repose sur une estimation quotidienne des quantités amenées par le GRD amont au GRD aval, selon des règles qu'il conviendra de préciser avec l'ensemble des acteurs, et notamment les GRT. Une régularisation serait faite périodiquement par le biais d'un compte inter opérateurs entre les 2 GRD, sur la base des quantités relevées chez les clients du GRD aval ;
- 2 de ces GRD considèrent qu'il est nécessaire de trouver d'autres solutions beaucoup moins coûteuses pour estimer les volumes de gaz livrés au GRD de rang 2 (estimation à partir des profils ? pourcentage par rapport au GRD amont ?), sachant qu'il reste néanmoins à trouver une solution satisfaisante pour assurer le traitement des allocations quotidiennes et de fin de mois dans des conditions satisfaisantes pour les fournisseurs ;
- 1 de ces GRD propose que soit demandé à la collectivité locale d'intégrer systématiquement le coût du comptage dans son analyse des offres pour ne pas favoriser le GRD de rang 1. Si ce dernier est retenu, le comptage ne sera pas réalisé.

3 GRD sont favorables à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur :

- 1 de ces GRD considère que l'égalité de traitement doit être maintenue et préservée à l'interface. Selon lui, l'installation systématique d'un comptage peut également se justifier par la gestion d'un acheminement différencié entre les concessions desservies. Deux concessions successives, desservies par un même opérateur n'ont pas forcément de dates d'échéance identiques. Un opérateur différent peut ainsi succéder et nécessiter un comptage à l'interface.

Autres acteurs du marché (3) :

La FNCCR est favorable à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur.

Selon elle, le principe fondamental à respecter pour le bon déroulement de la procédure de délégation de service public en vue de la nouvelle desserte en gaz naturel est que tous les candidats soient dans une situation comparable quant à l'accès au réseau existant. Si un compteur est nécessaire pour

certain, il doit être imposé aux autres, sauf à ce que l'offre de ceux qui peuvent s'en dispenser soit corrigée de l'avantage économique que lui procure ce « privilège ».

Par ailleurs, même s'il s'agit du même gestionnaire de réseau, les deux réseaux de distribution – celui du GRD de rang 1 et celui du GRD de rang 2 – sont différents et peuvent relever de deux autorités organisatrices distinctes. L'installation d'un dispositif de comptage permettra à l'autorité concédante de la nouvelle concession de mieux appréhender les données économiques de la concession (charges et recettes) et de connaître avec précision les performances du réseau sous son contrôle, notamment au niveau des fuites de gaz.

Le GRT, qui s'est exprimé, n'est pas favorable à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur.

Il rappelle qu'aujourd'hui il traite les comptages de rang 2 entre opérateurs différents dans le cadre de l'allocation des quantités aux expéditeurs. Il souligne qu'il a accepté de mettre en place cette solution, à la demande de la CRE, dans la mesure où elle ne concernait que trois cas. Ces traitements sont réalisés manuellement, par Minitel. Ce GRT souligne qu'il n'a actuellement matériellement pas les moyens de traiter selon cette procédure les nombreux comptages de rang 2 situés à l'interface de deux réseaux gérés par un même GRD.

Selon lui, la généralisation de cette procédure à l'ensemble des interfaces de réseaux de rang 1 et de rang 2 impliquerait un aménagement important des systèmes d'information des opérateurs (GRD et GRT) afin de les rendre compatibles entre eux, à des coûts qui devraient être répercutés sur les tarifs.

Ce GRT préconise une solution plus simple, consistant à réaliser l'allocation des quantités à l'entrée du réseau des GRD de rang 2 sur la base d'estimations des quantités échangées à l'interface entre les deux réseaux. Cette solution est déjà mise en œuvre actuellement pour les petits postes non comptés à l'interface entre le réseau du GRT et celui de GrDF. Elle pourrait être adaptée à moindre coût aux GRD de rang 2, les écarts à l'interface étant gérés entre les GRD de rang 1 et 2.

L'AFG n'est pas favorable à la mise en place d'un dispositif de comptage à l'interface des réseaux du GRD de rang 1 et du GRD de rang 2, même s'il s'agit du même opérateur.

Selon elle, un tel dispositif de comptage est tout à fait disproportionné et rendrait économiquement impossible à réaliser la plupart des projets de desserte, alors qu'il existe d'autres solutions beaucoup moins coûteuses pour estimer les volumes de gaz livrés au GRD de rang 2. De façon générale, il convient de privilégier la solution la moins onéreuse pour la collectivité dès lors qu'il existe des solutions alternatives tout aussi satisfaisantes.

## **QUESTION RELATIVE A L'INJECTION DE BIOGAZ :**

**Question 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 ?*

**Tous les contributeurs sont favorables à la mise en place d'un terme d'injection de biogaz.**

**Par ailleurs, tous les acteurs de la filière biogaz qui se sont exprimés, ainsi que la FNCCR sont favorables à l'instauration d'un tarif de rachat par les fournisseurs, à l'instar de ce qui est pratiqué pour l'électricité, ou plus généralement d'un mécanisme calqué ou inspiré du dispositif d'incitation à produire de l'électricité renouvelable.**

### Fournisseurs (4) :

La moitié des fournisseurs dont l'Uprigaz, qui se sont exprimés, soit 2 fournisseurs, considère que le terme d'injection devrait être limité aux coûts d'exploitation, de maintenance et de renouvellement de l'extension et du raccordement. Par contre, l'opérateur de biogaz devrait normalement supporter le coût réel du raccordement, et éventuellement celui de l'extension et/ou du renforcement de réseau qu'il occasionne. 1 de ces fournisseurs propose que lorsque les installations liées à l'injection, par exemple le poste, sont propriété du GRD, elles soient facturées au barème de prestations.

Toutefois, ce fournisseur ajoute, que si une certaine prise en charge des coûts du biogaz devait être assumée par la collectivité des consommateurs de gaz naturel afin d'encourager le développement du



biogaz, il serait préférable et plus simple de l'organiser en basculant vers l'ATRD une fraction (limitée et calculée de façon non discriminatoire) des coûts de raccordement et ou d'injection qui devraient être supportés par les producteurs de biogaz plutôt que de distordre le jeu concurrentiel sur l'achat/vente de la molécule.

L'Uprigaz ainsi qu'un troisième fournisseur attirent l'attention de la CRE sur les problématiques de sécurité, de qualité du gaz injecté (et notamment la stabilité de sa composition) dans les réseaux au regard de la responsabilité des fournisseurs au client final. En effet, en cas d'injection de biogaz non conforme aux spécifications de qualité, qui se mélangerait avec le gaz des autres fournisseurs, de très sérieux problèmes de responsabilité se trouveraient alors posés selon eux.

1 quatrième fournisseur souhaite que l'injection de biogaz représente pour le GRD concerné une rémunération spécifique à définir en concertation avec les fournisseurs (par exemple un complément sur le terme de quantité).

#### Consommateur final (1) :

Le consommateur, qui s'est exprimé, considère que l'intérêt de produire du bio-méthane sur site plutôt que de l'électricité n'est plus à démontrer.

Selon lui, étant donné le caractère nouveau de cette filière, un certain nombre de points techniques restent à éclaircir, tels que : la gestion du partage des responsabilités liées à l'utilisation du réseau et à la fourniture de gaz, le financement de l'extension du réseau parfois nécessaire, le coût lié à l'utilisation du réseau, la distance maximale en termes de rentabilité pour un raccordement réseau (par rapport au débit de biométhane produit), le financement du poste d'injection, le perfectionnement de ce poste, l'optimisation de ce poste pour les petits producteurs, la responsabilité et le financement du comptage et de l'odorisation, les responsabilités en cas de défaillance de l'odorisation, les incitations financières liées au développement de cette filière (tarifs de rachat pour le gaz renouvelable), les responsabilités en cas d'accident sur le réseau local, l'adaptation des prescriptions techniques au bio-méthane (notamment au niveau du taux d'oxygène), l'éventualité d'un accès privilégié au réseau pour les producteurs de bio-méthane,

Selon ce consommateur, la demande pour l'injection de gaz renouvelable est actuellement importante, mais les projets ne peuvent déboucher si nous ne pouvons apporter de réponses à ces questions.

#### GRD (7) :

La très grande majorité des GRD, qui se sont exprimés, soit 6 GRD, est favorable à la mise en place dans les prochains tarifs d'un terme d'injection de biogaz dans les réseaux de distribution. Ces GRD s'expriment en faveur d'une telle injection de biogaz permettant de contribuer à la lutte pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, de valoriser l'énergie gaz naturel et les infrastructures de réseau.

1 GRD est favorable à la facturation d'une prestation catalogue (pour les prestations d'odorisation et de vérification de la qualité du gaz dont le contrôle est sous sa responsabilité, et pour le poste d'injection dans le réseau et le comptage du biométhane injecté) sous forme d'une redevance couvrant les charges de capital et les charges d'exploitation annuelles des installations concernées, ou de manière équivalente financièrement, à la facturation d'un loyer annuel.

Ce GRD est aussi favorable à ce que soit défini, dans un esprit analogue aux contrats « CARD-I » en vigueur dans l'électricité, une composante injection d'un volume sensiblement inférieur au tarif général ATRD3, et essentiellement centré sur la gestion et la relève du point d'injection ; ainsi, le producteur serait amené à supporter, aux coûts réels, la totalité des dépenses d'investissement et de renforcement éventuel du réseau amont, des dépenses d'exploitation, d'entretien et de renouvellement des ouvrages de raccordement.

Enfin, ce GRD propose, afin d'encourager cette filière, qu'une partie des coûts supportés par le GRD puisse être reversée dans l'enveloppe générale des charges nettes d'exploitation de l'ATRD3, soit parce que le GRD accorderait un avoir au producteur sur l'un des termes de paiement sus-visés, soit que le tarif d'injection soit inférieur aux coûts encourus. Cela reviendrait, comme cela se fait en Allemagne, à faire porter par la collectivité une partie des frais liés à l'injection du biométhane. Un cadre de cohérence sur ce soutien devra être mis en place par les pouvoirs publics.

3 GRD soulignent qu'une telle injection est complexe sur un plan technique (composition du gaz, pouvoir calorifique, quantités injectées, prise en compte de ces quantités injectées en aval du PTD dans le SI, etc).

Rejoints par 2 autres GRD, ils rappellent que le prix du tarif d'injection doit suffisamment refléter les coûts induits pour les gestionnaires de réseau, tout en ne perdant pas de vue qu'il s'agit non seulement de prendre en compte la valeur marchande du produit injecté, mais aussi le fait qu'une telle action contribue à la diminution de l'effet de serre et profite à tous, consommateurs ou non de l'énergie gaz.

1 GRD, rappelle que la simplicité doit être recherchée, en particulier par la cohérence avec les tarifs des utilisateurs consommateurs.

Selon 1 GRD, il ne semble pas qu'un tarif d'injection de biogaz dans les réseaux de distribution soit nécessaire en ce qui le concerne.

#### Autres acteurs du marché (8) :

Tous les porteurs de projets d'injection de biogaz et association de la filière, qui se sont exprimés, ainsi que la FNCCR sont favorables à l'injection de biogaz dans les réseaux de distribution et à l'instauration d'un tarif de rachat par les fournisseurs, à l'instar de ce qui est pratiqué pour l'électricité, ou plus généralement d'un mécanisme calqué ou inspiré du dispositif d'incitation à produire de l'électricité renouvelable injectée dans les réseaux.

1 porteur de projet considère que le tarif de rachat du biogaz doit prendre en compte l'investissement important qui doit être réalisé dans le cadre d'une nouvelle unité de méthanisation, mais également le coût des produits fermentescibles utilisés. Il souligne que, pour supporter cette filière, le régulateur aura certainement à mettre en place une contribution sur les factures de gaz (du type CSPE pour l'électricité). En contrepartie, le côté vert du biogaz doit être tracé et valorisé comme tel par le vendeur au consommateur. Selon ce porteur de projet, ceci est une obligation à imposer aux fournisseurs de gaz de proposer des offres avec plus ou moins de biogaz. Le fait de vendre le biogaz plus cher que le gaz naturel à des consommateurs volontaires doit permettre également de diminuer la facture et donc la « CSPG ».

1 porteur de projet souligne que le développement de cette filière ne pourra exister qu'avec une politique publique de soutien forte. En cela, il considère que tout mécanisme d'aide (tarif de rachat, frais de raccordement & injection à la charge du distributeur..) sera nécessaire pour que cette filière, qui présente les meilleures efficacités environnementales et un potentiel immense dans un pays agricole comme la France, voit le jour.

1 porteur de projet souhaite que la CRE tienne compte des spécificités des producteurs de biogaz épuré (appelé biométhane) et adapte ses règles en fonction de ces spécificités. Selon lui, se déclarer comme opérateur gazier, producteur de gaz et distributeur de gaz n'est pas envisageable pour un exploitant d'une usine de méthanisation. En outre, la création d'une obligation de rachat avec un tarif soutenu basé sur une équivalence avec l'électricité permettrait de rendre transparente pour les producteurs de biométhane cette question du tarif d'utilisation des réseaux de distribution, les producteurs de biométhane n'étant pas des opérateurs gaziers.

Il ajoute, qu'à défaut de rachat des quantités de biométhane produit par un opérateur gazier existant, il conviendrait pour le producteur de biométhane d'avoir la possibilité d'acheminer et de vendre son gaz à une entité juridique apparentée tout en bénéficiant d'un statut simplifié du type « auto-consommateur ». Ainsi l'exploitant pourrait vendre le biométhane qu'il produit à sa collectivité donneur d'ordre avec laquelle il est en contrat, à un autre exploitant lié par un contrat avec la collectivité.

Par ailleurs concernant la tarification, il est souhaitable, selon ce porteur de projet, que le tarif inclut l'accès au réseau et l'utilisation du réseau sur la base d'un prix forfaitaire par Nm<sup>3</sup>.

1 porteur de projet considère que les normes de qualité du gaz naturel doivent s'appliquer pour le méthane issu du biogaz, que le contrôle de la qualité doit être fait bien sur pour la conduite des équipements d'épuration (le contrôle qualité réglementaire doit être de la responsabilité du gestionnaire du réseau qui peut interrompre la livraison), et qu'il est essentiel dans une phase de démarrage de ne pas restreindre l'injection aux gros débits (l'injection dans les réseaux de distribution est particulièrement adaptée aux zones rurales, y compris dans celles qui ne sont pas équipées de réseaux et qui pourraient, grâce au biogaz épuré y accéder).

Selon lui, l'accès au réseau doit être prioritaire pour le méthane renouvelable. Par ailleurs, les conditions tarifaires doivent inciter à produire du biogaz en vue de l'injection réseau. Cette stratégie doit être calquée sur les incitations à produire de l'électricité renouvelable pour le réseau. Enfin, le niveau tarifaire doit être discuté avec les producteurs et les équipementiers pour arriver à une politique efficace et juste pour promouvoir cette source d'énergie.



1 association considère que deux schémas peuvent être envisagés : les coûts d'accès énumérés ci-dessus et d'acheminement dans le réseau de distribution sont à la charge du producteur de biogaz mais il faut alors que le prix d'achat du biogaz (biométhane) au producteur intègre ces coûts ; alternativement, l'ensemble de ces coûts sont à la charge du repreneur du biogaz (biométhane) injecté dans le réseau, lequel est maître de sa destination en vue de son usage final. Selon elle, cette dernière solution paraît plus simple sur le plan opérationnel et donc préférable.

1 association considère que la différence entre le coût de production du gaz renouvelable, et le prix du gaz sur le marché, devrait être financée via une contribution au service public de l'énergie, via un prélèvement au kWh sur chaque client, proportionnellement à sa consommation. Selon elle, ce système est le seul qui offre aux producteurs une lisibilité suffisante pour pouvoir engager des investissements de long terme. Les autres systèmes envisageables, du type « certificats verts », ne lui paraissent pas efficaces, et leur utilisation ne sera que marginale dans le cadre de niches d'opportunités.

Selon cette association, ce tarif devrait être modulé pour tenir compte des effets de taille, et permettre le développement de projets y compris « agricoles », de faible débit. Il ne lui semble pas légitime aujourd'hui que, pour une même installation et un débit donné de biogaz, seule la filière électricité puisse atteindre la rentabilité grâce aux tarifs d'achat. Il devra en tout état de cause être discuté avec les professionnels, dont bien évidemment les producteurs de biogaz.

Enfin, l'accès privilégié du biogaz au réseau passe par une mise à plat des conditions techniques d'injection. Il convient de trouver le juste équilibre entre les contraintes techniques et économiques.

La FNCCR rappelle que l'injection de biogaz dans les réseaux permet une valorisation énergétique optimale du produit par rapport à sa transformation en électricité et en chaleur, ainsi qu'une valorisation plus économe en équipements. Selon elle, pour favoriser son développement, il pourrait être envisagé un terme d'injection dans les tarifs de niveau limité voire nul comme pour l'injection d'électricité dans les réseaux de distribution basse et moyenne tension.

L'AFG est favorable à l'injection du bio-méthane dans les réseaux. Selon elle, cette injection doit cependant être accompagnée de mesures incitatives adaptées. Il convient de définir en conséquence un cadre de cohérence pour clarifier les prestations imputables à chaque partie prenante, et la quote-part à reporter sur les tarifs ATRD.

## **AUTRES QUESTIONS :**

### **Question 18 : *Avez-vous des remarques concernant les catalogues de prestations des ELD ?***

**Les acteurs de marché sont partagés concernant l'harmonisation des catalogues de prestations des ELD.**

**Alors que la majorité des fournisseurs souhaite une harmonisation des catalogues de prestations des ELD sur les prestations et sur les prix, tous les GRD considèrent que les ELD doivent pouvoir continuer à personnaliser leur catalogue avec certaines prestations qui leur sont propres.**

### **Fournisseurs (3) :**

2 fournisseurs souhaitent qu'une harmonisation des catalogues de prestations des ELD ait lieu, sur les prestations et sur les prix.

Le troisième fournisseur considère qu'il faut s'assurer que les prix des prestations reflètent les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux. D'autre part, les délais standards devraient clairement représenter des délais maximum.

#### GRD (6) :

Tous les GRD, à l'exception d'un seul, soit 5 GRD, considèrent que les ELD doivent pouvoir continuer à personnaliser leur catalogue avec certaines prestations qui leur sont propres.

1 GRD précise que son catalogue des prestations fera l'objet d'une actualisation des prix au 1<sup>er</sup> juillet 2009.

#### **Question 19 : Avez-vous toute autre remarque sur les tarifs et les modalités d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel ?**

**Les fournisseurs évoquent principalement la répercussion sur les tarifs réglementés des évolutions des tarifs d'acheminement, ainsi que la date d'entrée en vigueur des prochains tarifs.**

**Les GRD évoquent principalement les dépenses de densification et de sécurité des installations intérieures, ainsi que la méthode de calcul du tarif d'acheminement commun aux GRD ne présentant pas de comptes dissociés.**

**La FNCCR traite de la possibilité ouverte aux autorités organisatrices de contribuer aux frais de premier établissement du réseau pour permettre au gestionnaire de réseau d'atteindre le seuil de rentabilité.**

#### Fournisseurs (2) :

1 fournisseur regrette de ne pouvoir encore compter sur un code, cette situation impliquant une gestion concrète complexe. Concernant l'augmentation prévue du tarif d'acheminement, la répartition des postes de dépenses énumérées par GrDF en réponse à cette augmentation, ainsi que leurs revenus, n'est pas claire selon lui, en particulier la raison de la répartition entre les différents éléments fixes ou ceux liés aux éléments de capacité et variables en fonction des volumes, et la raison de l'attribution des coûts spécifiques aux divers postes qui composent le tarif. Ce fournisseur insiste sur le fait que la couverture à travers les tarifs des activités menées par les GRD doit être actualisée de manière transparente et non discriminatoire, l'évolution tarifaire prévue pour les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution devant nécessairement se refléter intégralement sur les tarifs réglementés de façon à ne pas discriminer ultérieurement les opérateurs sur le marché libre.

1 second fournisseur explique ne pas comprendre pourquoi la CTA n'a pas été incluse dans les tarifs d'ATRD, ce qui la rendrait homogène pour tous les fournisseurs. Il ajoute qu'il s'attendait à une diminution de l'écart entre les tarifs de GrDF et ceux des ELD : l'augmentation sensible de cet écart observée sera répercutée inévitablement sur le prix de vente des fournisseurs et rendra le produit encore moins compétitif sur les zones de desserte des ELD. Par ailleurs, ce fournisseur considère inopportuniste l'entrée en vigueur des tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2009, compte tenu de l'impact financier important et de l'état d'avancement des budgets, et aurait préféré un report au 1<sup>er</sup> janvier, ce report ne remettant pas en cause les actualisations prévues chaque 1<sup>er</sup> juillet.

#### GRD (4) :

Concernant les dépenses liées à la densification du réseau et celles liées à la sécurité des installations intérieures, 3 GRD expliquent ne pas comprendre les raisons pour lesquelles, pour une ELD donnée, le montant de ces dépenses couvert par le tarif rapporté à ses charges d'exploitation totale ne pourra être supérieure au montant des dépenses du même type retenu pour GrDF rapporté à ses charges d'exploitation totale. Ils ajoutent qu'une ELD doit pouvoir avoir comme ambition une politique plus volontariste que GrDF en matière de densification et de sécurisation des installations intérieures sur son territoire.

1 autre GRD propose que le niveau du tarif commun des ELD ne présentant pas de comptes dissociés soit calé sur celui le plus élevé ou sur la moyenne des niveaux tarifaires des 3 GRD dont les niveaux sont les plus élevés parmi ceux ayant présenté des comptes dissociés. En effet, ce GRD explique que 2 des 3 GRD dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées ont manifestement un profil

atypique dans l'évolution de leurs demandes tarifaires avec une stabilisation des charges d'exploitation (en contradiction avec les autres acteurs) et une hausse significative des quantités distribuées (contraire à la tendance générale).

Selon ce GRD, le principe de détermination du niveau de revenu autorisé des GRD n'est pas adapté aux réseaux en développement et donc aux GRD jeunes. En effet, dans ces cas, les CAPEX sont importants alors que le portefeuille client ne s'étoffe que progressivement. Une partie des OPEX est constituée de charges fixes qui, par nature, sont indépendantes des quantités de clients et pèsent en phase de démarrage d'exploitation. Il existe donc un décalage entre les charges constatées et les revenus de l'ATRD qui peuvent être en rapport qu'au bout de quelques années. Le calcul proposé convient donc à un réseau mature. Selon ce GRD, l'intégration au prochain tarif ATRD des dépenses liées à la densification du réseau en témoigne.

Les jeunes GRD en développement transitent forcément par la catégorie des ELD distribuant moins de 250 GWh/an. Il est difficile d'imaginer qu'un petit distributeur puisse bénéficier d'un tarif plus défavorable que celui accordé à un acteur plus important dont on peut supposer que les marges d'actions sont plus grandes et les efforts plus limités (différence entre densification et développement par exemple).

#### Autre acteur du marché (1) :

La FNCCR rappelle que le niveau des tarifs conditionne la rentabilité de la desserte gazière. La grille tarifaire étant quasiment toujours unique sur le territoire d'une même concession, la vérification de la rentabilité, à laquelle doit satisfaire la desserte en gaz, devrait dès lors être faite au niveau de chaque concession.

En effet, le réseau public de la concession est une unité économique indivisible. Le financement du service public est assuré par la contribution des utilisateurs de la concession à un prix identique sur tout le territoire de la concession. Il n'y a donc pas lieu d'identifier artificiellement l'économie de telle ou telle portion du réseau, qu'elle soit neuve ou ancienne. La faisabilité d'une extension de la desserte à l'intérieure d'une concession doit ainsi être appréhendée à partir de son impact sur l'équilibre économique de la concession dans son ensemble. Tant que la concession reste équilibrée, rien ne devrait s'opposer à son extension et le versement d'une contribution par l'autorité organisatrice ne saurait être justifiée.

Selon la FNCCR, la possibilité ouverte aux autorités organisatrices de contribuer aux frais de premier établissement du réseau pour permettre au gestionnaire de réseau d'atteindre le seuil de rentabilité coupe court à tout argument relatif à la protection de la concurrence vis-à-vis des autres modes de distribution du gaz (bouteilles ou citernes individuelles).

## Liste des répondants

### Fournisseurs présents ou potentiels (9) :

- Altergaz
- Distrigas
- EDF
- Electricité de Strasbourg
- Enerest
- Eni
- Gaz de Bordeaux
- GDF Suez Branche Energie France
- Uprigaz

### Consommateur final (1) :

- Air Liquide

### GRD (9) :

- Antargaz
- Gaz de Barr
- GEG
- GrDF
- Régaz
- Réseau GDS
- Sorégies
- SPEGNN
- Véolia Eau

### GRT (1) :

- GRTgaz

### Autres acteurs du marché (8) :

- AFG
- Aria-Energies
- Biocar
- Boralex
- Club Biogaz de l'ATEE
- FNCCR
- LMCU (Lille Métropole Communauté Urbaine)
- Solagro