

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE AU PROJET D'INVESTISSEMENT POUR L'INJECTION DE BIOMÉTHANE**

Application du tarif de réception

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0008, page 16;
 - (ii) Pièce B-0008, page 16;
 - (iii) Décision D-2011-108, page 13, paragraphe 32.

Préambule :

(i) À la référence (i), Gaz Métro présente, au tableau 7, le calcul du taux unitaire au volume injecté qui représente la partie variable du tarif de réception. Selon ce calcul, le taux unitaire recouvrera l'ensemble des coûts de catégorie C. Le taux unitaire au volume injecté ainsi calculé recouvrera donc à la fois les coûts de catégorie C variables et fixes.

(ii) « Pour sa part, la partie variable de la tarification au point de réception est constituée des coûts de distribution non liés au réseau gazier (4 % des investissements) et des redevances volumétriques allouées à ce client (coûts de catégorie C) et s'élèvent à un montant total de 87 746\$. »

(iii) « Gaz Métro soumet que les coûts A ne comprennent que des coûts fixes et que la partie variable du tarif ne s'applique qu'aux coûts C qui eux comprennent une portion fixe et une portion variable. »

Demande :

- 1.1 Veuillez confirmer que, dans le présent dossier, Gaz Métro propose de récupérer les coûts de catégorie C à partir d'un seul taux variable plutôt qu'à partir de deux taux distincts, soit un taux fixe (calculé à partir de la CMC) et un second taux variable (calculé à partir des volumes injectés). Si oui, veuillez calculer et soumettre des taux distincts, fixes et variables, pour la récupération des portions fixes et variables des coûts C. Si non, veuillez expliquer pourquoi la configuration du tarif de réception ne tient pas compte des portions fixes et variables qui composent les coûts C comme le prévoit le tarif d'injection adopté par la Régie dans la décision D-2011-108.

Réponse :

Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2012-135, Gaz Métro a déposé, le 30 octobre 2012, une modification à l'article 16.5.2.1.1 des *Conditions de service et Tarif* dans le cadre de la phase 2 du dossier R-3732-2010¹. Ainsi, il y aurait deux taux fixes distincts calculés à partir de la CMC, soit un taux pour récupérer les coûts de catégorie A

¹ B-0070, Gaz Métro-7, Document 1 et B-0071, Gaz Métro-7, Document 2

(volet Investissements) et un taux pour récupérer les coûts de catégorie C (volet Distribution). La portion variable des coûts sera récupérée par le taux unitaire au volume injecté prévu à l'article 16.5.2.1.2. Gaz Métro déposera une révision des taux présentés aux pages 16 et 17 de la pièce B-0008, Gaz Métro-2 Document 1 du dossier actuel lorsqu'elle aura reçu l'approbation finale de la Régie de l'énergie pour la phase 2 du dossier R-3732-2010.

Analyse financière

2. Référence : Pièce B-0008, page 14.

Préambule :

Au tableau 4 de la référence (i), Gaz Métro présente les paramètres d'analyse financière.

Demande :

2.1 Veuillez identifier la source précise de chacun des paramètres.

Réponse :

Voici les sources des paramètres réglementés du tableau 4 ayant servi dans le revenu requis :

Paramètres	Sources
Coût de distribution non lié au réseau gazier (4 %)	Dossier R-3732-2010 Décision D-2011-108
Taux de redevance à la Régie de l'énergie	Avis de redevance N° GN01-1106
Taux de redevance à la Régie du bâtiment	Rapport mensuel des ventes N° de dossier 8008-4833 (Oct. 2011)
Taux de la taxe sur les services publics	<i>Loi sur les impôts</i> du Québec (provincial) Partie VI.4 - Taxe sur les services publics
Taux d'imposition (moyenne pondérée pour année GZM)	<i>Loi de l'impôt sur le revenu</i> (fédéral) <i>Loi sur les impôts</i> du Québec (provincial)
Taux de la dette	Cause tarifaire 2012, R3752-2011 Gaz Métro-7, Document 2, p. 1, ligne 7*
Taux de l'équité (moyenne pondérée ord. & priv.)	Cause tarifaire 2012, R3752-2011 Gaz Métro-7, Document 2, p. 1, lignes 8 et 9
Taux moyen pondéré du capital	Cause tarifaire 2012, R3752-2011 Gaz Métro-7, Document 2, p. 1, ligne 10

* Il faut préciser que le taux annuel de la dette totale de 6,76 % de la cause tarifaire est la somme de plusieurs valeurs arrondies. Le taux non arrondi est de 6,78 % et permet d'obtenir le taux de rendement autorisé de 7,52 %.

- 3. Références :** (i) Pièce B-0008, page 19;
(ii) Pièce B-0013, page 1.

Préambule :

Volet A du Projet : mise en place et opération des installations de traitement ainsi que des unités de compression requises pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane

- (i) Au tableau 8, il est indiqué que le taux de rendement interne du volet A du Projet est nul.
- (ii) Au tableau présentant le calcul du revenu requis à la référence (ii), il est indiqué que les revenus découlant du volet A du projet seront nuls.

Demandes :

- 3.1 Veuillez expliquer pourquoi Gaz Métro ne vise pas à rentabiliser le volet A du Projet : c'est-à-dire à ce que le taux de rendement soit égal au moins au coût en capital prospectif, comme c'est le cas pour la plupart des projets d'investissement. Veuillez élaborer.

Réponse :

Gaz Métro propose de participer au projet afin de permettre à la filière du biométhane de prendre son essor au Québec. Or, plusieurs autres parties seront également participantes, telles le gouvernement du Québec et la Ville de Saint-Hyacinthe, pour ce projet en particulier. Gaz Métro considère que sa participation, qui a été demandée notamment par les municipalités et le gouvernement du Québec, représente un apport important pour le projet, mais aura également un impact tarifaire limité à court terme pour les consommateurs de gaz naturel du Québec.

Il est vrai que le taux de rendement interne du volet A du Projet est égal à 0 puisque aucun revenu n'est associé au projet. Ce résultat est normal puisqu'il ne s'agit pas d'un projet lié à des nouvelles ventes mais bien à des améliorations du réseau requises pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane. Donc, seuls les coûts liés à ces activités, soit les infrastructures et les coûts d'opération, sont inclus dans l'analyse de rentabilité.

Gaz Métro est d'avis que les bénéfices que sa clientèle pourra tirer de ces actifs et donc de l'acceptabilité du biométhane interchangeable dans son réseau sont multiples, mais ne peuvent être appréciés uniquement via une analyse financière traditionnelle telle que présentée au tableau 8.

Les bénéfices directs pour la clientèle sont entre autres :

- 1- une source d'approvisionnement alternative;
- 2- une source d'approvisionnement locale;

- 3- une source d'approvisionnement renouvelable réduisant les émissions de GES et ainsi les contributions au Fonds vert ou permettant une réduction d'achats de permis d'émission;

En effet, le projet pourrait permettre à terme des économies d'émissions de GES pouvant atteindre 24 736 tonnes de CO₂ par année. La valeur des émissions de GES économisées n'est pas encore connue. Cependant, lors du premier encan tenu par le « California Air Resources Board », le 14 novembre 2012 (voir l'annexe 1) le prix moyen déposé était de 13,75 \$ pour 2013. **Ainsi, la valeur des réductions d'émissions de GES peut être estimée à plus de 340 000 \$ par année.** Cette évaluation est, selon Gaz Métro, conservatrice puisqu'il paraît raisonnable de croire que les restrictions environnementales iront en augmentant et que le prix des permis d'émissions risque davantage de s'accroître que de diminuer;

- 4- de limiter la perte de revenus liée à la consommation du biométhane/biogaz par un ou plusieurs clients actuels de Gaz Métro via une conduite dédiée (environ 370 000 \$ par année).
- 5- de limiter le manque à gagner sur les revenus d'équilibrage au moment du début de la consommation (environ 100 000 \$ au total)
- 6- de faire supporter à la ville une portions des coûts de distribution via le partage des coûts communs du tarif de réception; et
- 7- de pérenniser le réseau de gaz naturel en l'adaptant aux nouvelles réalités du Québec, dont notamment, l'intérêt grandissant de sa population pour des énergies à moindre impact environnemental.

Ainsi, lorsque l'ensemble des éléments quantitatifs et qualitatifs est pris en considération, Gaz Métro considère que ce projet sera bénéfique pour sa clientèle. À plus long terme, ces retombées pourraient même être beaucoup plus importantes. En effet, la capacité du réseau à s'adapter à la volonté de réduction des GES) pourra être particulièrement importante pour assurer l'avenir de la distribution du gaz naturel.

- 3.2 Veuillez évaluer quel serait le revenu requis (exprimé en \$ par gigajoule) permettant une rentabilité du volet A du Projet égale au coût en capital prospectif. Veuillez décrire l'approche retenue pour l'évaluation.

Réponse :

Pour obtenir un taux de rendement interne de 6,37 % dans ce projet, un taux de 9,948 ¢/m³ (2,62 \$/GJ) serait requis. Ces résultats sont basés sur une production de 13 005 000 m³ par année pendant 20 ans, représentent un revenu requis annuel de 1 293 737 \$.

Application des Conditions de service et Tarif

- 4. Référence :** *Conditions de service et Tarif*, en vigueur le 1^{er} janvier 2012, page 19, article 4.3.4.

Préambule :

« Lorsque les revenus générés par le raccordement de l'adresse de service au réseau de distribution ne permettent pas au distributeur de rentabiliser ses investissements, selon l'évaluation du coût des travaux requis, aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le distributeur peut, à la conclusion du contrat, convenir avec le client d'une contribution financière à payer par le client. Les frais de raccordement prévus à l'article 4.3.2 peuvent s'ajouter à cette contribution. »

Demande :

- 4.1 Veuillez expliquer pourquoi une contribution financière de la ville de Saint-Hyacinthe n'est pas exigée afin de rentabiliser le volet A du Projet, conformément à l'article 4.3.4 des *Conditions de service et Tarif* cité en référence

Réponse :

Gaz Métro répond à une demande des Villes et du gouvernement du Québec en rendant son réseau disponible à cette nouvelle source de gaz naturel qu'est le biométhane interchangeable. Gaz Métro est d'avis que sa clientèle en bénéficiera grandement (voir la réponse à la question 3.1), mais que l'imposition d'un coût supplémentaire aurait été un frein au démarrage d'une filiale énergétique qu'elle croit importante pour le Québec et sa clientèle.

Redevances au Fonds vert

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 12;
 - (ii) Pièce B-0013, page 1.

Préambule :

(i) « *En effet, l'injection du biométhane dans le réseau de distribution de Gaz Métro, selon l'approche proposée, permettra notamment d'atteindre les objectifs suivants :*

[...]

Réduire les redevances au Fonds vert devant être assumées par la clientèle de Gaz Métro.»

(ii) « *Par ailleurs, compte tenu du cadre réglementaire actuel, le biométhane injecté dans le réseau et consommé par la clientèle pourrait être déduit des volumes considérés par Gaz Métro lors de sa déclaration annuelle. »*

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser quel aspect du cadre réglementaire actuel permet à Gaz Métro de ne pas tenir compte des volumes de biométhane injectés aux fins du calcul de la redevance au Fonds vert. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le *Règlement relatif à la redevance annuelle au Fonds vert* (article 1) précise que la redevance au Fonds vert payable par un distributeur en vertu du chapitre VI.3 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») « *correspond au montant obtenu en multipliant le taux applicable par la quantité d'émissions de dioxyde de carbone (CO₂) qui lui est attribuable* » (soulignement de Gaz Métro). Or, tel qu'indiqué à la pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1, page 4, puisque le biométhane est un gaz naturel renouvelable à émissions de GES nulles, ces volumes ne devraient conséquemment pas être pris en considération aux fins du calcul de la redevance. Par ailleurs, lorsque Gaz Métro affirme que le « biométhane est un gaz naturel renouvelable à émissions de GES nulles », elle fait référence au fait que les volumes de biométhane ne doivent pas être comptabilisés dans la déclaration annuelle des volumes requise en vertu du *Règlement relatif à la redevance annuelle au Fonds vert* ou dans le calcul des émissions de GES produites par les émetteurs assujettis au système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions, le tout tel que plus amplement ci-après discuté.

Il importe de considérer que le Fonds vert « *vise, entre autres, à appuyer la réalisation de mesures favorisant un développement durable, plus particulièrement en regard de son volet environnemental, de même qu'à permettre au ministre, dans le cadre prévu par la loi, d'apporter un soutien financier, notamment aux municipalités et aux organismes sans but lucratif œuvrant dans le domaine de l'environnement. »* (article 15.1 de la *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*).

Gaz Métro soumet qu'il serait donc contraire à l'objectif du Fonds vert si l'utilisation du biométhane, qui contribue elle-même au développement durable, servait à financer d'autres mesures de même nature.

Par ailleurs, Gaz Métro souligne que le budget provincial présenté le 20 novembre 2012 (p. A.130 du plan budgétaire 2013-2014 du Québec) énonçait notamment ce qui suit :

« la Loi sur la Régie de l'énergie sera modifiée afin d'éviter que les grands émetteurs industriels qui seront visés par le coût du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (GES) supportent, relativement aux volumes de gaz naturel, de carburant et de combustible qu'ils achètent, la redevance au Fonds vert sur les carburants et les combustibles fossiles prévue par cette loi, alors qu'ils paient des droits selon ce système relativement à ces mêmes volumes. Des dispositions sont également prévues pour fixer le taux de la redevance applicable pour 2013 et 2014 au niveau du taux de 2012 et abolir la redevance à compter du 1^{er} janvier 2015.

Des modifications législatives seront apportées à la Loi sur la qualité de l'environnement, à la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs et à la Loi sur le ministère des Transports afin d'assurer la répartition des revenus provenant de la mise en place du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES et de la redevance sur les carburants et les combustibles fossiles en fonction des objectifs gouvernementaux, notamment en ce qui a trait aux sommes qui seront versées au Fonds vert et au Fonds des réseaux de transport terrestre. »

Or, en vertu de l'article 2 du *Règlement sur le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (« SPEDE »), est un émetteur toute personne exploitant une entreprise dans un secteur d'activité visé à l'annexe A de ce règlement et déclarant conformément au *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère* (« RDO »), des émissions annuelles de GES dans une quantité égale ou supérieure à 25 000 tonnes métriques en équivalent CO₂, en excluant les émissions de CO₂ attribuables à la combustion ou à la fermentation de biomasse et de biocombustibles.

Le biométhane est un biocombustible au sens du Règlement sur le SPEDE et du RDO (combustible dont la capacité de génération d'énergie est dérivée entièrement de la biomasse). Le biométhane doit donc être exclu du calcul des émissions de GES produites par les émetteurs assujettis au système du plafonnement et d'échange de droits d'émission.

En conséquence, si Gaz Métro devait déclarer les volumes de biométhane distribués aux fins du calcul de la redevance au Fonds vert, une bonne part des clients de Gaz Métro (ceux qui ne sont pas des émetteurs au sens du Règlement sur le SPEDE) devraient payer la redevance au Fonds vert sur ces volumes alors que les clients de Gaz Métro qui sont aussi des émetteurs au sens du Règlement sur le SPEDE ne devraient plus payer la redevance au Fonds vert sur ces volumes et ne seraient pas, non plus, tenus de couvrir leurs émissions de GES attribuables à ces volumes. Gaz Métro soumet qu'une telle

situation créerait une iniquité de traitement entre les clients de Gaz Métro au bénéfice des clients qui sont des émetteurs en vertu du Règlement sur le SPEDE.

De plus, il importe de noter qu'en vertu du RDO, Gaz Métro, en tant que distributeur de carburants et de combustibles devra déclarer, à compter des émissions pour l'année 2013 les émissions de GES attribuables à la combustion ou l'utilisation des carburants et combustibles qu'elle a distribués. Selon le RDO, il s'agit des carburants et des combustibles les essences automobiles, les carburants diesel, le propane, le gaz naturel et les mazouts de chauffage, à l'exception, entre autres, de la partie renouvelable provenant de la biomasse et de biocombustibles constituant ces carburants et combustibles. Dans sa déclaration annuelle de GES, Gaz Métro devrait donc déduire les émissions de GES attribuables à la combustion ou l'utilisation du biométhane qu'elle distribue. En conséquence, lorsque Gaz Métro sera assujettie au SPEDE à compter du 1^{er} janvier 2015, elle ne devrait pas couvrir les émissions de GES attribuables à la combustion du biométhane qu'elle a distribué. Puisque le SPEDE doit remplacer le Fonds vert à compter du 1^{er} janvier 2015, Gaz Métro soumet que l'assiette pour calculer la redevance au Fonds vert, ou les sommes dues dans le cadre du SPEDE, doit être la même.

D'ailleurs, tel qu'il appert d'une lettre datée du 7 mai 2012 produite en annexe 2 des présentes, Gaz Métro a soustrait de sa dernière déclaration annuelle des volumes de gaz, les volumes de biogaz.

- 5.2 Veuillez fournir les caractéristiques techniques (ou les définitions usuelles) du biogaz, du biométhane et du gaz naturel et expliquer, le cas échéant, les différences entre ces produits.

Réponse :

Gaz Métro soumet qu'il peut exister plusieurs définitions de « biogaz », de « biométhane » et de « gaz naturel ». Il suffit d'interroger le cyberspace pour s'en convaincre. D'ailleurs, en préambule à la question 1 de sa demande de renseignements, le GRAME réfère à deux de ces définitions et Gaz Métro ne peut confirmer l'exactitude de celles-ci.

Cependant, pour l'examen de la présente demande, Gaz Métro croit que ces termes doivent s'interpréter à la lumière de la Loi.

Ainsi, le gaz naturel doit se comprendre au sens de l'article 2 de la Loi, c'est à-dire qu'il est du méthane, à l'état gazeux ou liquide, à l'exception des biogaz et des gaz de synthèse.

Au sens de la Loi, Gaz Métro soumet que le biogaz se distingue du gaz naturel en ce qu'il s'agit de méthane qui est le produit d'une décomposition de matière organique découlant d'une intervention humaine et qu'il est non interchangeable (c'est-à-dire que sa composition ne permet pas son injection dans le réseau de distribution).

Toujours au sens de la Loi, Gaz Métro est d'avis que le biométhane partage certaines caractéristiques du biogaz, soit :

- qu'il s'agit de méthane qui est le produit d'une décomposition de matière organique accélérée par l'intervention humaine; et
- qu'il n'est pas interchangeable.

Gaz Métro souligne que la référence au « biométhane » est récente, tel qu'en fait foi l'adoption, en juillet dernier, d'une norme de spécification de la qualité du biométhane par le Bureau de normalisation du Québec (« BNQ »). Gaz Métro dépose un exemplaire papier de ladite norme auprès de la Régie, en annexe 3. Gaz Métro souligne que cette norme est protégée par des droits d'auteur et que sa reproduction est donc interdite. Conséquemment, Gaz Métro invite les intervenants désirant consulter cette norme à se rendre aux bureaux de la Régie ou, alternativement, à s'en procurer une copie à l'adresse suivante : www.bnq.qc.ca.

Finalement, lorsque le biogaz et le biométhane deviennent interchangeables, ceux-ci constituent du gaz naturel au sens de la Loi.

Actifs de la ville de Saint-Hyacinthe et ceux du volet A

6. **Références :**
- (i) Pièce B-0006, pages 2 et 3;
 - (ii) Pièce B-0008, page 10.

Préambule :

- (i) Les articles 1.1, 1.2 et 1.10 de l'Entente de principe entre Gaz Métro et la Ville de Saint-Hyacinthe prévoient respectivement ce qui suit :

« 1.1 La Ville s'engage sujet aux termes et conditions prévus aux présentes, à construire, mettre en place, opérer, entretenir, réparer et remplacer une usine de biométhanisation sur le Site répondant aux critères et normes en vigueur. Cette usine devra être construite et opérée en conformité avec les spécifications techniques de l'annexe A. »

« 1.2 Gaz Métro s'engage, sujet aux termes et conditions prévus aux présentes, à construire, mettre en place, opérer, entretenir, réparer et remplacer les Installations requises pour l'injection du biométhane dans son réseau de distribution, et ce, en fonction des volumes devant être produits par la Ville sur le site et indiqués à l'annexe A. »

« 1.10 À la plus hâtive des dates suivantes, soit 20 ans après la date de dépôt de la demande d'aide financière dans le cadre du Programme ou lors de la résiliation ou terminaison de l'entente pour l'achat de biométhane prévu ci-après, la Ville s'engage à acquérir de Gaz Métro et à opérer les installations connexes de traitement requises pour des fins de contrôle de la composition et de l'interchangeabilité du biométhane ainsi que les unités de compression appartenant à Gaz Métro sur le Site, tel quel, sans aucune garantie autre que la garantie de titre, pour un prix équivalent à la valeur comptable de celles-ci (nette des subventions reçues), à laquelle s'ajoute le solde non-amorti du capital de tous les réinvestissements en capital réalisés sur lesdites installations jusqu'à sa vente à la Ville. »

- (iii) *« Ces coûts incluent :*

[...]

Les travaux civils, incluant les bâtiments (excluant ceux abritant les actifs requis pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane et qui sont à la charge de la ville); »

Demandes :

- 6.1 Veuillez confirmer que la Ville de Saint-Hyacinthe fera construire l'usine de traitement du biométhane et en demeurera propriétaire en tout temps. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

Gaz Métro aimerait clarifier les différents concepts soulevés par la question.

La Ville de Saint-Hyacinthe fera construire l'usine de biométhanisation alors que Gaz Métro sera responsable de la construction des installations permettant d'assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane. La Ville sera propriétaire de l'usine de biométhanisation en tout temps alors que Gaz Métro sera propriétaire des installations permettant d'assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane pendant 20 ans.

- 6.2 Veuillez préciser quels sont les équipements et bâtiments qui font partie des installations de traitement du biométhane inclus dans le volet A du Projet et confirmer quels actifs seront cédés à la Ville de Saint-Hyacinthe dans environ 20 ans. Veuillez expliquer.

Réponse :

Les équipements qui font partie des installations inclus dans le volet A sont les suivants :

- valves d'isolation;
- équipement de réduction de H₂S;
- torchère;
- système de destruction des gaz résiduels;
- système de raffinage;
- système de refroidissement du procédé;
- tuyauterie d'interconnexion;
- panneau de contrôle et communication;
- système de contrôle de qualité de type chromatographe;
- système Scada; et
- système de compression.

Tous ces actifs seront cédés à la Ville de Saint-Hyacinthe, le tout conformément au Programme de traitement de matières organiques par biométhanisation et compostage (annexe 1 de la pièce B-0005, Gaz Métro-1, Document 1)

Cession des actifs du volet A à la ville

7. Référence : Pièce B-0005, page 9.

Préambule :

« Compte tenu de son expertise gazière, Gaz Métro a été sollicitée par les municipalités et le gouvernement pour prendre en charge cette activité. Gaz Métro se chargerait donc d'effectuer le choix technologique, la conception, l'implantation et l'opération des actifs requis pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane. Gaz Métro céderait ces actifs aux municipalités dans 20 ans ou plus tôt. » [nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez expliquer pourquoi Gaz Métro s'est engagé à céder les installations de traitement à la Ville de Saint-Hyacinthe dans environ 20 ans en prenant soin d'indiquer quel est l'intérêt pour Gaz Métro et sa clientèle d'un tel transfert.

Réponse :

La cession des installations de traitement à l'intérieur de 20 ans était une condition pour accéder aux subventions gouvernementales. Ces subventions réduiront de 66 % le coût d'investissement pour la clientèle de Gaz Métro.

De plus, l'implication de Gaz Métro a pour objectif de démarrer la filière du biométhane, tout en laissant le marché le plus ouvert possible. C'est en ce sens que Gaz Métro pourrait également se départir de cet actif, selon les conditions au contrat, avant le terme de 20 ans.

Cohérence réglementaire

8. Référence : Décision D-2011-108.

Préambule :

Selon la structure du tarif de réception de gaz naturel autorisé par la Régie dans sa décision D-2011-108, les actifs situés entre les installations d'un producteur de gaz naturel et le réseau de distribution de Gaz Métro ne seront pas à la charge de l'ensemble des consommateurs mais à la charge du client producteur.

Demande :

8.1 Veuillez expliquer du point de vue de la cohérence de l'application des principes réglementaires, le fait que, dans le cadre de la présente demande, Gaz Métro propose que le coût des installations du volet A soient entièrement à la charge de l'ensemble des consommateurs et que les coûts de raccordement entre les installations du volet A et le réseau de distribution soient à la charge du client producteur (la ville de Saint-Hyacinthe).

Réponse :

La proposition de Gaz Métro tient compte des décisions passées de la Régie en ce qui à trait notamment au tarif de réception², des besoins des municipalités et de l'intérêt de la société et de la clientèle à ce que le biométhane interchangeable soit accessible dans le réseau gazier.

En ce qui a trait aux actifs du **volet A**, la proposition de Gaz Métro est à l'effet que l'ensemble des clients de Gaz Métro prend à sa charge une portion des coûts, et non l'entièreté des coûts considérant l'aide financière du gouvernement, associés pour assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane sur une base temporaire en considérant ces actifs dans la base de tarification et en imputant les dépenses d'opération au coût de service. En amont du point de réception, il s'agit de biométhane/biogaz qui est exclu de la notion de « gaz naturel » au sens de l'article 2 de la Loi puisque ce méthane est le produit d'une décomposition de matière organique accélérée par l'intervention humaine et qu'il est non interchangeable. Les actifs du volet A ne peuvent donc pas faire partie du « réseau de distribution de gaz naturel » à l'égard duquel Gaz Métro détient un droit exclusif et ne peuvent être tarifés au tarif de réception. Bien que les actifs du volet A ne fassent pas partie du « réseau de distribution de gaz naturel », ils peuvent être réglementés car ils sont « utiles à l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel » au sens de l'article 49 de la Loi en permettant la distribution du gaz naturel. Conséquemment, Gaz Métro est d'avis qu'il est cohérent que

² R-3732-2010

les coûts des installations du volet A soit, en partie, à la charge de l'ensemble des consommateurs.

En ce qui a trait aux actifs du **volet B**, permettant de relier le point de réception et le réseau gazier existant, ils font partie du «réseau de distribution de gaz naturel» conformément au tarif de réception approuvé par la Régie dans sa décision D-2011-108. Conséquemment, de manière conforme à l'application de ce tarif de réception, Gaz Métro est d'avis qu'il est cohérent que les coûts de raccordement entre le point de réception et le réseau de distribution existant soient à la charge du client producteur.

Actifs de biométhanisation

- 9. Références :**
- (i) Pièce B-0005, annexe 1, pages 3 et 13;
 - (ii) Pièce B-0005, page 7.

Préambule :

En référence (i) :

Page 3 :

« Produits résultant de la biométhanisation : Les produits issus de la digestion anaérobie sont le biogaz (qui peut être utilisé comme substitut au combustible ou au carburant fossile) et le digestat. »

Page 13 :

« Voici la liste des dépenses admissibles, pourvu que ces dernières aient été engagées après le 1^{er} janvier 2008 :

[...]

- Les frais d'immobilisation liés aux équipements de raffinage du biogaz; »

En référence (ii) :

« [...] des infrastructures sont requises afin d'assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane »

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer que les « infrastructures requises afin d'assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane » dont il est question dans la preuve de Gaz Métro correspondent aux « équipements de raffinage du biogaz » éligibles à une aide financière dans le cadre du *Programme de traitement des matières organiques par biométhanisation et compostage*.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

- 9.2 Veuillez confirmer que les « infrastructures requises afin d'assurer l'interchangeabilité, la composition et la pression du biométhane » recevront et traiteront le biogaz produit par les installations de biométhanisation de la municipalité.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

Structure du Projet

- 9.3 Veuillez expliquer pourquoi le Projet n'a pas été structuré de façon à ce que les installations du volet A soient mises en place et opérées par Gaz Métro dans le cadre de ses activités non réglementées ou par une de ses filiales pour le compte de la Ville de Saint-Hyacinthe, faisant ainsi assumer les coûts du traitement du biométhane par la ville en tant que producteur de biométhane.

Réponse :

Gaz Métro répond à une demande des Villes et du gouvernement du Québec en rendant son réseau disponible à cette nouvelle source de gaz naturel qu'est le biométhane une fois interchangeable. Gaz Métro considère que la mise en place et l'opération des installations du volet A par une filiale non réglementée aurait pour effet d'augmenter les coûts du projet à la charge de la municipalité et, ainsi, constituerait un frein au démarrage de cette importante filière énergétique. En effet, dans un tel modèle, les coûts des installations du volet A seraient inévitablement facturés à la municipalité par ladite filiale non réglementée.

De plus, Gaz Métro est d'avis que bien que les installations en question (actifs du volet A) ne fassent pas partie du « réseau de distribution de gaz naturel », ils peuvent être réglementés car ils sont « utiles à l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel » au sens de l'article 49 la Loi et permettent la distribution du gaz naturel.

California Air Resources Board Quarterly Auction 1

The Air Resources Board (ARB) held its first auction of greenhouse gas allowances (GHG) on November 14, 2012. The auction included a Current Auction of 2013 vintage allowances and an Advance Auction of 2015 vintage allowances. Below are key data and information on the results of the auction.

Current Auction of 2013 Vintage Allowances

Total 2013 Allowances Available for Sale:	23,126,110
Total 2013 Allowances Sold at Auction:	23,126,110
Total Submitted Bids Divided by	
Total 2013 Allowances Available for Sale:	3.10
Auction Reserve Price:	\$10.00
Settlement Price Per Allowance:	\$10.09
Allowances Purchased by Compliance Entities:	97.0%
Bid Price Summary Statistics	
Maximum Price:	\$91.13
Minimum Price:	\$10.00
Mean Price:	\$13.75
Median Price:	\$12.96
Herfindahl–Hirschman Index ¹ :	1133

Advance Auction of 2015 Vintage Allowances

Total 2015 Allowances Available for Sale:	39,450,000
Total 2015 Allowances Sold at Auction:	5,576,000
Total Submitted Bids Divided by	
Total 2015 Allowances Available for Sale:	0.14
Auction Reserve Price:	\$10.00
Settlement Price Per Allowance:	\$10.00
Allowances Purchased by Compliance Entities:	91.0%
Bid Price Summary Statistics	
Maximum Price:	\$17.25
Minimum Price:	\$10.00
Mean Price:	\$11.07
Median Price:	\$10.59
Herfindahl–Hirschman Index:	1485

¹ Please see Explanatory Notes after the list of Qualified Bidders for descriptions of all summary information.

List of Qualified Bidders for the Current Auction of 2013 Vintage Allowances and the Advance Auction of 2015 Vintage Allowances

A Qualified Bidder is an entity that registered for the auction, submitted an acceptable bid guarantee, and was approved by ARB to participate in the auction.

Aera Energy LLC
Air Liquide Large Industries U.S. LP
Berry Petroleum Company
BP Energy Company
California Department of Water Resources
California Institute of Technology
California Pacific Electric Company, LLC
California Steel Industries, Inc.
Calpine Energy Services, L.P.
Cardinal Cogen, Inc.
CE2 Carbon Capital LLC
Chevron U.S.A. Inc.
CI Power Cogeneration Plant
ConAgra Foods Packaged Foods LLC
Constellation Energy Commodities Group, Inc.
CP Energy Marketing (US) Inc.
DTE Carbon, LLC
EDF Trading North America, LLC
Element Markets, LLC
Exxon Mobil Corporation
Flyers Energy, LLC
GenOn Energy Management, LLC
Hilmar Cheese Company
J. G. Boswell Company
Kern Oil & Refining Co,
Kings River Conservation District
La Paloma Generating Company, LLC.
Lassen Municipal Utility District
Leprino Foods Company
Lockheed Martin Space Systems
Los Angeles Department of Water & Power
Luminus Energy Partners QP, LP
Macquarie Energy LLC
Modesto Irrigation District
Morgan Stanley Capital Group Inc.
Noble Americas Gas & Power Corp.

Northern California Power Agency (1)
Northern California Power Agency (2)
NRG Power Marketing LLC
Occidental Power Services, Inc.
Oildale Energy LLC
OLS Energy - Chino
Pacific Coast Producers
Pacific Gas and Electric Company
PacifiCorp
Phillips 66 Company
Pilkington North America, Inc.
Plumas-Sierra Rural Electric Cooperative
Power and Water Resources Pooling Authority
PPG Industries, Inc.
Redding Electric Utility
Regents of the University of California
Ripon Cogeneration LLC.
Riverside Cement Company
Royal Bank of Canada
Sacramento Municipal Utility District (SMUD)
San Diego Gas & Electric Company
San Joaquin Refining Company, Inc.
Saputo Cheese USA Inc.
Sempra Generation
Shell Energy North America (US), L.P.
Signal Hill Petroleum, Inc.
Silicon Valley Power (SVP), City of Santa Clara
Southern California Edison Company
Tesoro Refining and Marketing Company
The Morning Star Packing Company
TransAlta Energy Marketing (U.S.) Inc.
Turlock Irrigation District
Twin Eagle Resource Management, LLC
Ultramar, Inc.
Valero Refining Company-California, Benicia Refinery and Asphalt Plant
Vitol Inc.
William Bolthouse Farms Inc.

Explanatory Notes

Current Auction of 2013 Vintage Allowances

Total 2013 Allowances Available for Sale:	Total 2013 vintage allowances available for purchase in the auction in metric tons, including allowances consigned by Electric Distribution Utilities and allowances sold by the State of California. For the November 2012 auction, the only 2013 vintage allowances for sale are those consigned by the Electric Distribution Utilities.
Total 2013 Allowances Sold at Auction:	Total 2013 vintage allowances purchased in the auction in metric tons.
Total Submitted Bids Divided by Total 2013 Allowances Available for Sale:	Total number of allowances included in all the submitted bids for the current vintage (regardless of bid price) divided by the total number of current vintage allowances available in the auction.
Auction Reserve Price:	The minimum acceptable auction bid price for current vintage allowances in dollars per metric ton.
Settlement Price Per Allowance:	The current vintage allowance price that resulted from the auction, in dollars per metric ton.
Allowances Won by Compliance Entities:	The total number of current vintage allowances purchased in the auction by compliance entities divided by the total number of current vintage allowances sold in the auction. A Compliance Entity is a Covered Entity or Opt-in Covered Entity as defined in the Cap-and-Trade Regulation.
Bid Price Summary Statistics	Statistics are calculated from all the submitted bids for the current vintage (regardless of bid price).
Maximum Price:	Highest submitted bid
Minimum Price:	Lowest submitted bid
Mean Price:	Average submitted bid calculated as the sum of the bid price times the bid quantity of each submitted bid divided by the sum of the bid quantities across all submitted bids.
Median Price:	The price per metric ton calculated so that 50% of the allowances in the submitted bids fall above and below the median value.

Herfindahl–Hirschman Index (HHI):

The HHI is a measure of the concentration of allowances purchased by winning bidders relative to the total sale of current vintage allowances in the auction. The percentage of allowances purchased by each winning bidder is squared and then summed across all winning bidders. The HHI can range up to 10,000, representing 100% of the current vintage allowances purchased by a single bidder (i.e., $100 \times 100 = 10,000$).

Advance Auction of 2015 Vintage Allowances

The data for the future vintage allowance auction are computed in the same manner as computed for the current vintage allowance auction. No allowances are consigned to the future vintage auction.

PAR COURRIEL

Le 7 mai 2012

M^{re} Véronique Dubois
Secrétaire
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
Tour de la Bourse
800, Place Victoria – bureau 2.55
Montréal QC H4Z 1A2

Objet : Déclaration amendée de Société en commandite Gaz Métro aux fins du calcul de la quote-part annuelle payable au ministre des Ressources naturelles et de la Faune et de la redevance annuelle au Fonds vert

Notre dossier : 312-00346

Chère Maître Dubois,

Pour faire suite à nos récentes conversations avec des membres du personnel de la Régie, vous trouverez ci-joint la déclaration amendée de Société en commandite Gaz Métro aux fins du calcul de la quote-part annuelle payable au ministre des Ressources naturelles et de la Faune et de la redevance annuelle au Fonds vert.

Espérant le tout conforme, nous vous prions d'agréer, Maître Dubois, l'expression de nos sentiments les meilleurs.



Sylvain Audette
S.A.

P.J.

Déclaration de Société en commandite Gaz Métro
aux fins de la quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique
et de la redevance annuelle au Fonds vert
en application des articles 85.31 et 85.37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*

Voici les volumes en 10^3m^3 à $37,89\text{ MJ/m}^3$ distribués au cours de l'exercice financier 2010-2011 :

Volumes totaux non normalisés	5 467 496 10^3m^3
Plus :	
Gaz utilisé dans les opérations de Gaz Métro	8 885 10^3m^3
Moins :	
Volumes de biogaz (conduite Sainte-Sophie / Saint-Jérôme)	28 621 10^3m^3
Moins	
Volumes de biogaz (achat de fourniture d'un producteur de biogaz)	8 815 10^3m^3
Volumes assujettis à la quote-part annuelle payable à l'Agence de l'efficacité énergétique	<u>5 438 945</u> 10^3m^3
Moins :	
Volumes utilisés comme matière première sans combustion de gaz naturel	265 701 10^3m^3
Volumes assujettis à la redevance annuelle au Fonds vert	<u>5 173 244</u> 10^3m^3

Un exemplaire papier de la norme *BNQ 3672-100/2012* :
Biométhane – Spécifications de la qualité pour injection dans les réseaux de distribution et de transport de gaz naturel est déposé aux bureaux du greffe de la Régie de l'énergie.

Ce document étant protégé par des droits d'auteur, aucune reproduction de cette norme n'est possible sans autorisation écrite de la part du Bureau de normalisation du Québec.