
**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO)
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)**

1 Code de conduite : balisage

Références

- (i) D-2002-95, page 42
- (ii) Gaz-Métro-21, document 12, Annexe 1, page 2.
- (iii) Affiliate relationship code for gas utilities – Ontario Energy Board (last revised on november 25, 2010), page 2.

<http://www.ontarioenergyboard.ca/oeb/ Documents/Regulatory/Affiliate%20Relationship%20Code%20for%20Gas%20Utilities%20ARC.pdf>

- (iv) D-2014-32, page28.

Préambule

- (i) *Le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé. Par exemple, il est mentionné à l'article 4 du Règlement 659 et est l'un des objets de l'Ordonnance 889 de FERC.*

Un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel en faveur des autres unités et affiliés de l'entreprise intégrée en régissant les comportements, les échanges d'employés et d'informations. Il vise aussi à prévenir l'interfinancement en encadrant les transactions avec le transporteur qui ont des impacts financiers pour ce dernier. (nos soulignés)

- (ii) *Le présent Code de conduite s'applique aux transactions entre le Distributeur et ses entités apparentées ainsi qu'aux transactions entre l'activité réglementée et les activités non réglementées du Distributeur.*
- (iii) *The purpose of the Affiliate Relationships Code is to set out the standards and conditions for the interaction between gas distributors, transmitters and storage companies and their respective affiliated companies. (notre souligné)*
- (iv) *Considérant ce qui précède, la Régie ordonne au Distributeur de déposer pour approbation, lors du dépôt du dossier tarifaire 2015, un Code régissant les relations entre les activités réglementées et non réglementées. (notre souligné)*

- 1.1 Le Distributeur a-t-il réalisé un balisage et une analyse du contenu des codes de conduite en vigueur ailleurs au Canada dans l'industrie gazière, qu'il s'agisse d'entreprises réglementées par l'Office national de l'énergie ou par un organisme provincial de réglementation?

1.1.1 Si oui, veuillez déposer cette analyse et indiquer de façon sommaire comment et pourquoi le code proposé à la référence (ii) se distingue des codes approuvés ailleurs par les organismes de réglementation.

Réponse :

Gaz Métro a effectivement effectué un balisage et une analyse des codes de conduite en vigueur chez plusieurs de ses pairs au Canada. Un tableau récapitulatif de ce balisage est présenté à l'annexe 1 du présent document et démontre que le code proposé par Gaz Métro se rapproche de celui de ses pairs.

1.2 Le Distributeur confirme-t-il que le terme « *transactions* » utilisé dans sa proposition a le même sens que les termes « *interaction* » apparaissant dans le *Affiliate relationship code for gas utilities* en vigueur en Ontario et « *relations* » dont fait mention la Régie?

Réponse :

Gaz Métro ne peut présumer du sens apporté au terme « *interaction* » dans le document de l'Ontario Energy Board.

2 Modifications apportées au Code de conduite du Distributeur

Références

- (i) http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/210/DocPri/R-3837-2013-B-0355-DDR-RepDDR-2014_02_04.pdf page 11
- (ii) Gaz Métro-21, document 12, Annexe 1

Préambule

- (i) Code de conduite régissant les transactions entre sociétés apparentées du groupe corporatif (révision approuvée par le Conseil d'administration le 15 novembre 2000)
- (ii) Code de conduite du Distributeur régissant les transactions entre sociétés apparentées du groupe corporatif (25 avril 2014)

2.1 Veuillez justifier sommairement les modifications qui ont été apportées, entre 2000 et 2015, au Code de conduite du Distributeur.

Réponse :

Gaz Métro a apporté une mise à jour de son code de conduite régissant les transactions entre sociétés apparentées. Cette mise à jour comporte principalement les modifications suivantes :

- Précise les méthodes d'allocation de coûts et de ressources humaines;
- Précise les méthodes (règles comptables) lorsque des actifs, biens ou services sont cédés ou fournis et ce, conformément à la politique de prix de cession reconnue par la Régie; et
- Définit les composantes du coût complet.

Tout comme le code de 2000, il est aussi prévu que Gaz Métro pourra effectuer une mise à jour au besoin afin de s'assurer de sa pertinence et de son respect.

3 Projet sur la Côte-Nord

Références

- (i) Gaz Métro-19, document 9, page 4
- (ii) Gaz Métro-19, document 9, page 5
- (iii) Budget 2015-2016, Le Plan économique du Québec – 26 mars 2015, page B204

Préambule

- (i) *Gaz Métro se réjouit des orientations annoncées le 4 juin 2014 par le ministre des Finances du Québec, Carlos Leitao, lesquelles visent à permettre à la Côte-Nord et aux autres régions éloignées du réseau gazier d'avoir accès à du gaz naturel dans les prochaines années.*

Dans ce contexte, Gaz Métro est présentement en discussion avec le gouvernement du Québec relativement à la desserte en gaz naturel de la région de la Côte-Nord.

- (ii) *Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte du suivi du projet Côte-Nord, d'autoriser le maintien du CFR et d'autoriser que l'examen d'une proposition de sa disposition soit reporté à la Cause tarifaire 2016.*
- (iii) *Afin d'encourager le développement de l'industrie du gaz naturel liquéfié au Québec, le budget 2015-2016 prévoit la mise en place d'une déduction pour amortissement accéléré pour les biens utilisés dans le procédé de liquéfaction du gaz naturel. Cette mesure favorisera notamment le développement des infrastructures nécessaires à l'approvisionnement de la Côte-Nord et du Nord-du-Québec en gaz naturel, ce qui permettra :*
 - la réduction des GES par la conversion des entreprises du mazout au gaz naturel;*
 - la réduction des coûts d'approvisionnement en énergie des entreprises sur ce territoire, augmentant ainsi leur compétitivité.*

- 3.1 Compte tenu des intentions du gouvernement énoncées au point (iii), le Distributeur propose-t-il toujours donc de reporter à la Cause tarifaire 2016, l'examen d'une proposition de la disposition du compte de frais reporté du projet Cote Nord?

Réponse :

Effectivement, une proposition de disposition sera déposée, à la fin du mois de mai 2015, dans le cadre du dossier tarifaire 2016.

- 3.2 Serait-il possible de commencer à disposer dès cette année du CFR Côte-Nord et dans quelle mesure ?

Réponse :

Cette question sera abordée dans la proposition de disposition qui sera déposée, à la fin du mois de mai 2015, dans le cadre du dossier tarifaire 2016.

- 3.3 Quels seraient les impacts de la disposition du CFR Côte-Nord pour les différentes clientèles du Distributeur ?

Réponse :

Cette question sera abordée dans la proposition de disposition qui sera déposée, à la fin du mois de mai 2015, dans le cadre du dossier tarifaire 2016.

4 Québec Lithium

Références

- (iv) Gaz Métro 26-Document 1, page 22
- (v) Liste des créanciers de Québec Lithium, page 16
<http://www.kpmg.com/Ca/en/services/Advisory/TransactionRestructuring/CreditorlinkSite/s/RB-Energy-Inc-Quebec-Lithium-Inc-et-al/Notice%20to%20Creditors/List-of-Creditors-Quebec-Lithium-Inc-dated-2014-10-20.pdf>

Préambule

- (iv) Le 22 octobre, Gaz Métro a signifié à Québec Lithium une facture découlant de l'application de l'Avenant. En vertu de cette facture, Québec Lithium doit 10 078 452,41 \$ à Gaz Métro.
- (v) En vertu des données qui figurent à la liste des créanciers de Québec Lithium, cette dernière devrait 8 257 204,73 \$.

4.1 Le Distributeur est-il en mesure de concilier les deux montants relatifs à la dette de Québec Lithium ?

Réponse :

Gaz Métro a tenté de concilier le montant de la facture découlant de l'application de l'Avenant (10 078 452,41 \$) avec celui figurant à la liste des créanciers de Québec Lithium (8 257 204,73 \$), mais n'y est pas parvenue. Gaz Métro remarque cependant que la date apparaissant sur la liste des créanciers de Québec Lithium (14 octobre 2014) précède la date de la facture émise par le distributeur (20 octobre 2014). Gaz Métro aura l'occasion de déposer une preuve de réclamation correspondant à la facture émise au montant de 10 078 452,41 \$ lorsque Québec Lithium aura déposé une proposition à ses créanciers.

4.2 Quels seront les impacts de la radiation de cette dette pour les différentes clientèles du Distributeur ?

Réponse :

À la connaissance de Gaz Métro, aucune faillite n'était déclarée en date du présent dépôt. Conformément aux normes comptables, puisqu'il est actuellement impossible d'estimer le montant qui sera recouvré par Gaz Métro et compte tenu de l'issue inconnue et incertaine de la situation (faillite, rachat des actifs), la radiation de cette créance et de ces immobilisations ne peut être comptabilisée pour le moment. Ainsi, Gaz Métro ne peut se prononcer sur la façon dont les différentes clientèles seraient impactées par cette éventuelle radiation.

4.3 Comment cette dette serait-elle traitée au niveau de l'allocation des coûts?

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 4.2.

5 Méthode de fonctionnalisation

Références

- (vi) Gaz Métro 16, Document 1, page 53
- (vii) Gaz Métro 16, Document 1, page 55. Graphique 2.

Préambule

- (vi) Les achats à Dawn effectués pour les clients-GR sont modulés de façon à équilibrer la demande totale de la clientèle et les besoins d'injection aux sites d'entreposage.

- 5.1 La citation (i) du préambule constitue-t-elle une hypothèse aux fins du Graphique 2, ou est-ce la méthode réellement employée? Veuillez élaborer.

Réponse :

Il ne s'agit pas d'une hypothèse, mais bien du processus en place. C'est d'ailleurs pour cette raison que Gaz Métro applique une fonctionnalisation des achats à un point autre que le point de référence, qui permet de répartir les coûts entre les services de fourniture, de transport et d'équilibrage afin de maintenir l'équité entre les différentes catégories de clientèle. La section 4.1 de la pièce mentionnée en référence démontre par un exemple sommaire le besoin d'une telle fonctionnalisation.

- 5.2 À des fins tarifaires, est-ce que les clients-GR sont les seuls à assumer le coût de l'équilibrage ?

Réponse :

Non. Les coûts d'équilibrage sont répartis à l'ensemble des clients en fonction de leur profil de consommation.

- 5.3 Veuillez indiquer comment les coûts d'équilibrage sont alloués entre les catégories tarifaires.

Réponse :

Les coûts d'équilibrage sont répartis entre les clients en les positionnant les uns par rapport aux autres selon la « quantité » d'équilibrage qu'ils utilisent. Cette quantification se fait à partir de trois paramètres journaliers, A (consommation journalière moyenne annuelle), H (consommation journalière moyenne de l'hiver) et P (consommation journalière de pointe).

La méthode d'allocation actuelle des coûts d'équilibrage définit les écarts entre les paramètres A, H et P de la façon suivante :

(P-H) : écart relatif à l'équilibrage de pointe (« pointe »)

(H-A) : Écart relatif à l'équilibrage saisonnier (« espace »).

Ces écarts deviennent directement les facteurs d'allocation appelés « pointe » et « espace ». Les coûts totaux des outils d'équilibrage sont segmentés entre ces deux composantes et divisés respectivement par les écarts (P-H) et (H-A) de l'ensemble de la clientèle de façon à établir un coût unitaire de « pointe » et un coût unitaire d' « espace ».

Les coûts unitaires alors obtenus servent à établir le coût d'équilibrage de chacun des clients à partir des paramètres A, H et P individuels de ces mêmes clients.

- 5.4 En regard de la partie (ii) des références, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les achats de gaz naturel à Dawn pour les clients-GR sont pratiquement équivalents aux mois de novembre et décembre, alors que le mois de décembre est généralement plus froid.

Réponse :

La quantité de gaz naturel qui doit être achetée à Dawn est évaluée comme suit :

Demande totale à approvisionner (variable quotidiennement)

Moins Livraisons des clients en achat direct (uniformes)

Moins Achats de gaz naturel des clients-GR à Empress (uniformes)

Moins Retraits chez Union (variables selon le niveau visé d'inventaire à la fin du mois)

= Achats de gaz naturel des clients-GR à Dawn (variables).

Ainsi, le mode de gestion des retraits du site d'entreposage d'Union qui sera projeté pour une année donnée influencera le profil d'achats de gaz naturel pour les clients en gaz de réseau (clients-GR).

Par exemple, en novembre et en mars, Gaz Métro prévoit peu de retraits du site d'Union générant ainsi un niveau élevé d'achats de gaz naturel à Dawn pour ces mois. De décembre à février, la demande sera effectivement plus élevée, mais des retraits du site d'entreposage seront projetés. Les achats à Dawn seront alors établis pour combler les besoins totaux de la journée.

L'exemple sommaire présenté au graphique 2, mentionné en référence (ii), est le reflet de la projection des achats de gaz naturel pour l'année 2017-2018 du plan d'approvisionnement. Au réel, la fluctuation de la demande, découlant de variations climatiques ou économiques, résultera en un profil d'achat de gaz naturel différent, autant pour les clients en achat direct que pour les clients en gaz de réseau. Ainsi, les achats de gaz de réseau seront toujours modulés pour combler les besoins quotidiens d'approvisionnement.

- 5.5 En regard de la partie (ii) des références, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les achats de gaz naturel à Dawn pour les clients-GR sont pratiquement équivalents aux mois de janvier, février et mars.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 5.4.

- 5.6 Veuillez fournir en format *Excel* les tableaux de données des annexes 3, 4, 5 et 6 de Gaz Métro 1, Document 16.

Réponse :

Le fichier Excel des annexes 3, 4, 5 et 6 de la pièce B-0148, Gaz Métro-16, Document 1 est déposé en annexe 2.

6 Méthode de fonctionnalisation

Référence

(vii) Gaz Métro 16, Document 1, annexe 3, Page 1.

6.1 Veuillez indiquer pourquoi les « Volumes selon profil d'achats uniformes (GJ) » ne sont pas uniformes.

Réponse :

L'achat est uniforme sur une base quotidienne ($59\,146\,703\text{ m}^3/365 = 162\,045,76\text{ m}^3/\text{jour}$).
La valeur mensuelle présentée à l'annexe 3 est obtenue en multipliant la valeur moyenne quotidienne par le nombre de jours du mois.

7 Détermination du point de départ - dépenses d'exploitation

Références

- (viii) Gaz Métro 3, Document 1, B-0391, Page 6.
- (ix) R-3837-2013, Gaz Métro 11, Document 27, B-0151, page 4.

Préambule

- (x) Ainsi, le revenu requis présenté au Rapport annuel 2014 indique des dépenses d'exploitation de 186,2 M\$ et constitue le premier élément de détermination du point de départ. À ce montant initial, doivent être ajoutées les sommes attribuables à des programmes dont le déploiement a été plus lent que prévu (ex : programme de croisement d'égouts), pour lesquels un budget à la Cause tarifaire 2014 avait été autorisé, et dont la réalisation demeure impérative. Doivent également être ajoutées les sommes nécessaires à la réalisation des activités spécifiques et récurrentes du secteur Exploitation...
- (ii) Or, les dépenses d'exploitation présentées par Gaz Métro pour la Cause tarifaire 2014 sont plutôt de 167,6 M\$ (Gaz Métro-11, Document 12, page 9, colonne 12, ligne 7), soit 8,6 M\$ de plus que le résultat de la formule. Ainsi, le résultat comparé de la formule à court terme et du niveau de dépenses demandé semble démontrer que le niveau des dépenses d'exploitation serait trop élevé.

Cela s'explique par la hausse des nombreux coûts auxquels fait face Gaz Métro, tel qu'expliqué dans les pièces Gaz Métro-11, Documents 12 à 15. À court terme, Gaz Métro doit encourir des coûts additionnels, provenant essentiellement de trois secteurs, soit le secteur Stratégies, communication et développement durable, le secteur Approvisionnement et réglementation et le secteur Exploitation, en raison, notamment, de la croissance de la clientèle, de l'importance de positionner le gaz naturel dans la stratégie énergétique du Québec. De plus, les enjeux d'approvisionnement gazier et le rehaussement des obligations découlant du resserrement des normes ont un impact sur les coûts de Gaz Métro. Il s'agit d'une hausse des dépenses similaires à une « marche », puisque les dépenses supplémentaires requises en 2014 sont plus importantes que les gains de productivité créés en 2014. (nos soulignés)

- 7.1 En regard de la partie (i) du préambule, y a-t-il des dépenses d'exploitation encourues en 2014 qui ne sont pas récurrentes en 2015? Si oui, veuillez les identifier.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 12.27 de la demande de renseignements n° 5 de la FCEI, à la pièce Gaz Métro-27, Document 3.

- 7.2 Y a-t-il des dépenses d'exploitation que Gaz Métro prévoit encourir en 2015, mais qui ne seront pas récurrentes en 2016 et 2017 ? Si oui, veuillez indiquer lesquels, sinon veuillez justifier.

Réponse :

La question déborde le cadre d'analyse de la phase 3 du présent dossier, tel que défini par la Régie dans sa décision D-2015-029. Par cette question, UC tente d'obtenir de l'information de nature prospective à un niveau de détail comparable à celui qu'elle obtiendrait par la méthode du coût de service.

Or, par sa décision D-2015-029, la Régie accueillait la proposition d'allègement réglementaire proposée par Gaz Métro (B-0391, Gaz Métro-3, Document 1) et informait les participants que la méthode utilisée pour la fixation des tarifs pour l'année 2015 et 2016 serait celle proposée par Gaz Métro.

« [34] La Régie indique, dès à présent et pour les motifs énoncés ci-dessous, que la fixation des tarifs de Gaz Métro pour les années 2015 et 2016 se fera de façon concomitante, dans le cadre du présent dossier.

[35] De plus, elle informe les participants que la méthode qui sera utilisée pour la fixation des tarifs pour les années 2015 et 2016 sera celle proposée par Gaz Métro, incluant la révision du mécanisme de partage des trop-perçus et des manques à gagner. La Régie estime que l'utilisation de cette méthode est appropriée dans les circonstances, considérant le retard réglementaire important, ces impacts pour la clientèle et le fait qu'elle sera d'application temporaire. » (Gaz Métro souligne)

Cette décision de la Régie doit produire pleinement ses effets.

La proposition accueillie par la Régie consiste à fixer à l'avance un montant global pour les dépenses d'exploitation de Gaz Métro, évitant ainsi, pour les Causes tarifaires 2015 et 2016, la complexité et les délais plus longs associés à la méthode du coût de service. Seules les modalités de cet allègement réglementaire demeurent à débattre et celles-ci sont constituées d'un point de départ, lui-même composé de dépenses d'exploitation réelles constatées au Rapport annuel 2014, d'ajustements spécifiques et d'éléments devant être neutralisés, ainsi que d'un taux d'inflation. Ainsi, les demandes de renseignements devraient permettre aux intervenants de demander des précisions sur ces modalités. Gaz Métro, le cas échéant, y répondrait, comme elle l'a d'ailleurs fait en réponse à la demande de renseignements n° 8 de la Régie, aux demandes 1.1 à 1.3 et 2.1 à 2.6, à la pièce Gaz Métro-27, Document 1.

Or, la question, telle que formulée, n'a pas pour effet de préciser l'une ou l'autre des modalités de la proposition d'allègement réglementaire accueillie par la Régie et déborde, conséquemment le cadre d'analyse du présent dossier.

- 7.3 Est-ce que les coûts additionnels provenant des trois secteurs, mentionnés au point (ii) du préambule, ont tous été encourus en 2014 ? Veuillez indiquer les montants qui devront être encourus pour ces secteurs de coûts pour l'année tarifaire 2015.

Réponse :

Les coûts additionnels provenant des trois secteurs mentionnés n'ont pas tous été encourus. En effet, à la suite de la décision de D-2014-077 de la Régie, l'enveloppe des dépenses d'exploitation a été réduite de 3 M\$.

Pour les montants concernant l'année tarifaire 2015, Gaz Métro réfère à la réponse à la question 7.2.

8 Coûts marginaux de prestation de service

Références

- (xi) Gaz Métro 17, Document 4, B-0154, Page 9.
- (xii) Gaz Métro 17, Document 4, B-0154, Page 7.
- (xiii) Gaz Métro 17, Document 4, B-0154, Page 9.

Préambule

- (i) Tableau, ligne 7. « Contrairement au tableau de la page 7, ligne 1, le tableau ci-haut inclut les coûts d'entretien qui s'appliquent aux mètres de conduite additionnels figurant au Revenu requis. »
- (ii) Seuls les coûts additionnels pertinents à la situation traitée dans l'analyse de rentabilité seront 15 sélectionnés dans le modèle proposé par Gaz Métro.
- (iii) Les proportions utilisées pour pondérer les paramètres spécifiques (par exemple : type de compteurs installés, nombre de mètres additionnels de conduite installée, etc.) ont été établies à partir des données des projets réalisés en 2013.

8.1 En regard de la partie (i) du préambule, veuillez indiquer le nombre de mètres de conduite additionnels moyen retenu pour chacun des segments de marché.

Réponse :

Dans sa décision D-2015-048, la Régie reporte à la phase 2 du dossier R-3867-2013 l'étude de la détermination des coûts marginaux de prestation de service de long terme pour qu'elle soit traitée avec la revue des structures tarifaires.

8.2 Veuillez indiquer quel facteur de pondération a été retenu afin de calculer le coût global indiqué au bas du tableau.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

8.3 Veuillez indiquer si la citation de la partie (ii) du préambule s'applique uniquement aux ajouts de charge ou s'applique également aux nouveaux clients.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

8.4 En regard de la partie (iii) du préambule, veuillez indiquer quels sont les paramètres spécifiques.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

8.5 En regard de la partie (iii) du préambule, veuillez indiquer quels ont été les « nombres de mètres additionnels de conduite installée » moyens, pour chacune des cinq dernières années historiques, et ce, pour chacun des segments de marché résidentiel, CII et VGE.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 8.1.

9 Gaz perdu

Références

- (i) Gaz Métro 15, Document 1, page 8, tableau en haut de la page.
- (ii) D-2014-077, [345].

Préambule

- (i) « Hausse de 0,6 % à 0,67 % du taux de gaz perdu »
- (ii) [345] Gaz Métro propose à la Régie d'établir le taux de gaz perdu annuellement à partir d'une moyenne historique des taux observés au cours des trois derniers exercices. Pour l'année 2014, elle demande à la Régie de fixer le taux de gaz perdu à inclure dans les tarifs à 0,6 %.

9.1 Qu'est-ce qui cause cette hausse du gaz perdu par rapport au taux demandé lors de la cause tarifaire 2014?

Réponse :

La hausse du taux de gaz perdu est occasionnée par la mise à jour de la moyenne mobile des trois derniers exercices financiers complétés. Le tableau suivant présente les taux de gaz perdu réalisé pour chacun de ces exercices financiers :

Exercice financier	Taux réalisé	Référence
2013	0,86 %	R-3871-2013, B-0118, Gaz Métro-10, Document 4, page 1, li. 14, col.3.
2012	0,63 %	R-3831-2012, B-0045, Gaz Métro-10, Document 4, page 1, li. 14, col.3.
2011	0,52 %	R-3872-2011, B-0035, Gaz Métro-10, Document 4, page 1, li. 14, col.3.
Moyenne 3 ans	0,67 %	

Aucun changement n'a été apporté à la méthodologie et elle est le reflet de la décision D-2014-077 de la Régie à l'égard du taux de gaz perdu.

9.2 En regard de la partie (ii) du préambule, veuillez indiquer les taux observés au cours des trois dernières années historiques.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1.

- 9.3 La méthodologie de calcul pour le gaz perdu a-t-elle été modifiée? Si oui, veuillez quantifier le changement dû au changement de méthode de calcul.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 9.1.

10 Fusion des tarifs de transport des zones sud et nord

Références

- (i) Gaz Métro 16, Document 1, page 36.

Préambule

- (i) « Des investissements supplémentaires sont anticipés dans les prochaines années par Champion qui déposait en août 2014 une demande d’approbation pour la relocalisation d’une conduite haute pression à l’ONÉ. Gaz Métro anticipe donc que l’écart entre les tarifs du Nord et du Sud sera maintenu et pourrait même s’accroître ce qui maintiendrait les clients de la zone Nord dans une position relativement désavantageuse d’un point de vue tarifaire par rapport à la clientèle de la zone Sud. »

- 10.1 Veuillez chiffrer les investissements supplémentaires anticipés dans les prochaines années par Champion et évaluer leur impact sur les tarifs de la zone nord, si la Régie devait refuser la proposition de Gaz Métro.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de l’ACIG, à la pièce Gaz Métro-27, Document 2.

D’autres investissements, notamment liés à des projets de Travaux publics et Services gouvernementaux Canada, pourraient devoir être réalisés dans l’avenir. Cependant, Gaz Métro n’est pas en mesure de chiffrer les investissements que Champion pourraient réaliser dans les prochaines années.

- 10.2 Est-ce que Gaz Métro envisage perdre certains consommateurs industriels situés dans la zone nord au cours des trois prochaines années?

Réponse :

Non.

- 10.3 Veuillez fournir une prévision des volumes qui seront transportés dans la zone nord pour les trois prochaines années.

Réponse :

Les prévisions de volumes dans la zone Nord sont établies uniquement pour la première année du plan d’approvisionnement afin de pouvoir évaluer les coûts et le prix du service de transport propre à cette zone.

Du point de vue approvisionnement gazier, la demande totale est considérée, sans distinction des zones.

La projection de volumes de la zone Nord pour la Cause tarifaire 2015 est présentée à la pièce B-0323, Gaz Métro-23, Document 3, ligne 7, colonne 2.

- 10.4 Veuillez indiquer quels sont les prolongements ou renforcements du réseau de distribution prévus dans la zone nord pour les trois prochaines années.

Réponse :

Il n'y a pas de projet de renforcement prévu pour le réseau de distribution de la zone Nord au cours des trois prochaines années. Par ailleurs, Gaz Métro prévoit raccorder certains clients à son réseau durant cette période. La longueur totale des conduites à installer devrait se situer entre un et deux kilomètres.

	Gaz Métro	Hydro Québec	Fortis (Terasen) (BC)	OEB
Documentation des transactions avec EA ¹ ou ANR ²	Même documentation exigée que pour une transaction entre entités non apparentées	Documentation disponible pour toute transaction ou ensemble de transactions liées au cours d'une année entre HQ et une EA pour un montant de 1 M\$ et plus		Documentation disponible lorsque le total des transactions annuelles avec une EA excède 100 000 \$
Contrepartie d'un bien /service	Coût complet	Coût complet	Le plus élevé du « full cost » ou du prix de marché	Au minimum le prix du marché
Contrepartie d'un bien /service n'est pas disponible	Estimation du coût complet et justification des hypothèses retenues	Estimation du coût complet et justification des hypothèses retenues		En absence de marché concurrentiel, pas moins que le « fully allocated cost »
Disposition d'actifs avec EA détenue à 100 %	Coût comptable net de l'actif	Au coût comptable de l'actif		Le plus élevé du prix du marché ou du coût comptable net de l'actif
Disposition d'actifs avec présence de tiers	À un prix négocié	À un prix négocié		
Coût complet	Charges d'exploitation directes, Coûts communs, Amortissements sur les actifs utilisés, Rendement sur les actifs utilisés.	Incluant un rendement sur les actifs utilisés	Full cost : coûts directs, frais généraux, coût des actifs utilisés lorsqu'applicables	Fully allocated cost : Coûts directs, une portion de coûts indirects, un rendement sur les actifs utilisés.
Respect du code	Attestation annuelle des hauts dirigeants	Rapport annuel du contrôleur sur l'application du code	Revue de conformité annuelles	Revue de conformité périodiques
Mise à jour du code	Au besoin		Sur une base continue	

¹ Entités apparentées.

² Activités non réglementées.

ANNEXE 2

EN RÉPONSE À LA QUESTION 5.6

**(cette pièce est déposée
en format Excel seulement)**