

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 1  
DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN  
DU RAPPORT ANNUEL DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2013**

---

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0020, p. 12;
  - (ii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0322, p. 58;
  - (iii) Dossier R-3837-2013, pièce B-0329, annexe 11;
  - (iv) Dossier R-3837-2013, pièce A-0136, p. 148 à 164.

**Préambule :**

(i) « *En 2013, il était nécessaire que Gaz Métro investisse dans une campagne de positionnement afin de faire connaître le gaz naturel, ses avantages pour le développement du Québec et son impact sur les changements climatiques. Ainsi, Gaz Métro protège ses actifs et profite des opportunités favorisant sa croissance.* »

(ii) « *Puisque les offensives de positionnement sont déployées afin de privilégier l'utilisation du gaz naturel par rapport notamment aux produits pétroliers dans les secteurs du bâtiment et du transport et à favoriser l'efficacité énergétique, les ANR n'assument aucuns frais reliés à celles-ci.*

*Ces activités ont très certainement un impact collatéral sur les activités ANR, tout comme elles en ont un sur celles de toutes les entreprises évoluant dans l'industrie du gaz naturel. Gaz Métro ne peut, par contre, demander à tous les intervenants de participer au financement des campagnes de positionnement.*

*Par ailleurs, les ANR assument les coûts d'activités de communication marketing lorsque celles-ci sont directement reliées à leur domaine d'affaires.* »

(iii) Au dossier tarifaire 2013, Gaz Métro dépose six vidéos, qui peuvent être consultées au Centre de documentation de la Régie, présentant l'Effet bleu - Camions, l'Effet bleu - Déchets et l'Effet bleu - Industrie.

(iv) Extrait des notes sténographiques de l'audience du 19 mars 2014. Gaz Métro présente la campagne de positionnement sous trois thèmes, soit les raisons justifiant le sentiment d'urgence, les divers types de campagnes et les différents types de mesure qui existent ainsi que les messages clés que Gaz Métro souhaitait diffuser.

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez préciser les coûts de la campagne de positionnement engagés en 2013 ainsi que les coûts assumés par le service de distribution.

**Réponse :**

Les coûts engagés pour les activités de positionnement, en 2013, ont été de 3 063 450 \$. Ces coûts ont été assurés en totalité par les activités réglementés de la daQ via le service de distribution et ce, car les messages véhiculés (réf. à la vingtaine "d'effets bleus") avaient pour but d'augmenter à la fois la compréhension et l'appréciation de la population envers le gaz naturel et le distributeur gazier québécois qu'est Gaz Métro.

Il faut rappeler qu'une campagne de positionnement n'a pas pour objectif direct de générer des ventes, bien que par ricochet elle a une influence certaine puisqu'elle prédispose les gens à opter pour le gaz naturel lorsque l'occasion se présentera et contribue au maintien de la clientèle et des volumes et ce, au bénéfice de la clientèle actuelle. Parce que Gaz Métro est en situation de monopole, si elle ne fait pas connaître les avantages du gaz naturel et ne voit pas à le positionner favorablement auprès des Québécois, personne ne le fera.

Les principaux objectifs communicationnels de la campagne de positionnement étaient de :

- communiquer l'impact positif actuel et futur du gaz naturel pour la société;
- positionner le gaz naturel comme une solution économique pour les entreprises d'ici; et
- positionner le gaz naturel comme une solution dans l'atteinte des objectifs de réductions de GES du Québec et une énergie complémentaire aux sources renouvelables.

Pour atteindre ces objectifs, Gaz Métro a mis de l'avant plusieurs « bonnes nouvelles » entourant le gaz naturel, incluant notamment de nouvelles utilisations du gaz naturel comme celle du carburant pour le transport et de nouvelles sources d'approvisionnement potentielles en gaz naturel issu de la biométhanisation – du gaz naturel renouvelable local qui contribuerait à réduire l'empreinte environnementale du gaz naturel distribué au Québec. Gaz Métro a voulu ainsi démontrer que le gaz naturel est non seulement une énergie actuelle, mais aussi du futur et qu'elle n'est pas sur le même pied d'égalité que les autres hydrocarbures autant d'un point de vue environnemental que d'un point de vue de l'innovation.

Puisque Gaz Métro travaille à améliorer les perceptions des Québécois à son égard, elle contribue automatiquement à la notoriété et à l'appréciation du gaz naturel. Elle s'est aussi positionnée comme une entreprise tournée vers l'avenir, un élément primordial dans le contexte énergétique actuel.

Ainsi, l'ensemble des efforts de positionnement bénéficie à la clientèle de Gaz Métro en ajoutant de nouveaux volumes et en protégeant ceux existants. Par ricochet, ces efforts bénéficient également à l'ensemble de l'industrie tels que les équipementiers, les constructeurs, les partenaires plombiers, etc.

- 1.2 La Régie constate que certaines publicités télé portent sur le gaz naturel liquéfié et sur le biogaz provenant de sites d'enfouissement. Or, seules les activités réglementées en assument le coût. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse fournie à la question 1.1.

Tel qu'indiqué au cours des audiences de la Cause tarifaire 2014 (R-3837-2013), Gaz Métro a développé une vingtaine d'effets bleus pour promouvoir le gaz naturel. Parmi ce nombre, Gaz Métro a choisi trois effets bleus pour la campagne télé afin d'illustrer les bienfaits économiques, environnementaux et innovateurs de son produit.

En guise de précision, notez qu'une des publicités télé (présentant des camions) porte sur l'utilisation du gaz naturel comme carburant, et non sur le gaz naturel liquéfié. Elle illustre l'utilisation novatrice du gaz naturel comme carburant dans le domaine du transport et met de l'avant les gains environnementaux et économiques importants qui en découlent, que ces camions utilisent du gaz naturel comprimé ou liquéfié. Le gaz naturel comme carburant dans le domaine du transport n'est pas seulement une énergie actuelle, mais bien une énergie du futur qui procurent de nouveaux volumes à Gaz Métro et ce, au bénéfice de l'ensemble de la clientèle et de l'industrie.

- 2. Références :** (i) Pièce B-0039, p. 1;  
(ii) Pièce B-0077, p. 1.

**Préambule :**

- (i) Gaz Métro présente le coût de service réel pour l'exercice terminé le 30 septembre 2013, incluant les coûts remboursés par les clients GNL, soit un montant total de 2 715 000 \$.
- (ii) Gaz Métro présente le Rapport de suivi du Projet de développement d'un nouveau segment de marché pour le gaz naturel au Québec, dont une facturation de 2 715 000 \$ au client GNL.

**Demande :**

- 2.1 Veuillez préciser le nombre de clients GNL.

**Réponse :**

Gaz Métro a facturé deux clients durant l'exercice 2013 :

- Gaz Métro Solutions Transport (GMST); et
- Gaz Métro GNL S.E.C. (GM-GNL).

- 3. Références :**
- (i) B-0026, p. 43, section 10;
  - (ii) R-3717-2009, B-1, GM-5, document 1, p. 33;
  - (iii) R-3745-2010, B-0015, p. 48;
  - (iv) R-3782-2011, B-0012, p. 33;
  - (v) R-3831-2012, B-0018, p. 43.

**Préambule :**

- (i)  
 « 10. Résultat et marge d'erreur dans l'estimation

**2013**

**Résultat :** 86,7 %  
*Pourcentage des répondants qui ont accordé une note de 8 à 10 (1 étant très insatisfait et 10 étant très satisfait).*

**Marge d'erreur maximum du résultat :** ±6,9 %  
*Pour une population de 220 clients*  
 20 » 19 fois sur

**Indices de satisfaction de la clientèle D4 et D5 - Résultats de sondage**

Années	Résultats % ayant accordé une note de 8 à 10 sur 10	Marge d'erreur statistique
2009 <sup>(ii)</sup>	96,2 %	± 8,4 %
2010 <sup>(iii)</sup>	85,9 %	± 5,1 %
2011 <sup>(iv)</sup>	90,4 %	± 6,4 %
2012 <sup>(v)</sup>	90,4 %	± 6,1 %
2013 <sup>(1)</sup>	86,7 %	± 6,9 %

**Demande :**

- 3.1 On constate que le taux de satisfaction de la clientèle D4 et D5 en 2013 cité en référence (i) est à la baisse et s'approche du niveau de 2010. Veuillez préciser si une analyse plus poussée a été effectuée afin d'établir les causes de la baisse du taux de satisfaction en 2013 et le cas échéant, déposez les résultats. Sinon veuillez expliquer pourquoi cela n'a pas été fait.

**Réponse :**

Il n'y a pas d'analyse plus poussée qui a été effectuée, car à même le sondage, une question sur les raisons d'insatisfaction a été posée à tous les répondants ayant donné une note de 7 ou moins (n = 14). Essentiellement, les réponses données sont principalement en lien avec les interruptions, la facturation et la tarification.

D'autre part, Gaz Métro sait que la clientèle grande entreprise a une sensibilité prix importante. En 2013, l'hiver a été très froid et le nombre de jours d'interruption a été beaucoup plus élevé qu'historiquement. Pour cette même période, sur le marché, le prix du gaz d'appoint pour contrer les interruptions ainsi que les prix des énergies alternatives ont tous deux été élevés. Les coûts encourus par les clients grandes entreprises ont donc été élevés en 2013. En 2010, c'est une augmentation du taux de transport qui avait été observée. On constate donc une corrélation entre le niveau global de satisfaction de la clientèle grande entreprise envers Gaz Métro et une augmentation des coûts encourus pour ces clients.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0045, p. 1;
  - (ii) Pièce B-0045, p. 5;
  - (iii) Pièce B-0039, p. 1.

**Préambule :**

- (i) Ligne 5 Service ferme-Marché secondaire
- (ii) Tableau
- (iii) Tableau

**Demandes :**

- 4.1 En rapport avec le préambule (i), l'écart sur les volumes des transactions sur le marché secondaire est très faible alors que le coût moyen baisse de façon importante. Veuillez expliquer les raisons de cette baisse de coût.

**Réponse :**

La baisse du coût moyen résulte du fait que les capacités de transport *a priori* à contracter projetées à la Cause tarifaire 2013 n'avaient pas été totalement concrétisées, un prix projeté a été utilisé pour évaluer les coûts. La concrétisation des achats en octobre 2012 à un prix inférieur à celui projeté explique en grande partie la baisse du coût moyen présenté à la référence (i).

À titre informatif, le prix moyen des achats de capacité de transport *a priori* projetés à la Cause tarifaire 2013 (FTLH et FTSH) s'élevait à 7,918 ¢/m<sup>3</sup> alors que le prix moyen des achats de capacités de transport *a priori* concrétisés s'élève à 6,902 ¢/m<sup>3</sup>.

- 4.2 En rapport avec la référence (ii), veuillez commenter un scénario où le manque à gagner résultant du différentiel de lieu AECO-Dawn différent de celui prévu au dossier tarifaire, soit 3 641 k\$, serait fonctionnalisé en totalité au transport. Veuillez également présenter sur cette base le tableau mentionné au préambule (iii).

**Réponse :**

Gaz Métro juge qu'il n'y a pas lieu de transférer au service de transport l'écart entre les coûts du différentiel de lieu entre AECO et Dawn projetés à la Cause tarifaire 2013 et ceux réellement encourus dans l'année pour les raisons suivantes :

- Ce transfert vient à l'encontre des principes d'allocation qui ont été mis en place et approuvés par la Régie depuis le dégroupement des tarifs. Ces principes ont été établis de façon à répartir équitablement les coûts entre les services.

La méthode de fonctionnalisation a pour effet de fixer les portions fourniture, compression et transport du différentiel de lieu à des valeurs établies à la cause tarifaire, qui, depuis 2012, reflètent les valeurs annuelles du marché; le solde des coûts est attribué au service d'équilibrage. Le principe sous-jacent à la fixation du transport à la valeur annuelle projetée par le marché peut être comparé à une situation où Gaz Métro aurait contracté ce transport sur une base annuelle. Par la suite, toute variation des coûts observée en cours d'année est reliée au besoin d'équilibrer la demande.

- En soi, les achats à Dawn sont effectués pour équilibrer l'ensemble des clients de Gaz Métro, qu'ils utilisent ou non le service de transport de Gaz Métro.

Un parallèle peut être établi avec la situation qui prévalait avant d'effectuer des achats à Dawn. Gaz Métro détenait des capacités d'entreposage pour équilibrer la demande totale de la clientèle. Avec les années, les capacités d'entreposage ont été substituées par des achats à Dawn, entraînant ainsi une réduction des coûts d'approvisionnement, attribuable, entre autres, à la baisse des coûts d'entreposage.

Les achats à Dawn étant requis pour équilibrer la demande, il ne serait pas logique ni équitable de faire supporter la variation des coûts (ici une augmentation) uniquement aux clients qui utilisent le service de transport de Gaz Métro.

En maintenant la méthode de fonctionnalisation des coûts, telle qu'approuvée par la décision D-2011-164 de la Régie, les coûts additionnels au service d'équilibrage sont récupérés des clients en fonction de leur profil de consommation, donc en fonction du service d'équilibrage dont chacun bénéficie.

En transférant les coûts au service de transport comme le suggère la Régie dans la présente question, les coûts seraient alors récupérés uniquement de la clientèle utilisant le service de transport de Gaz Métro en fonction du taux unitaire moyen, donc au prorata des volumes et non selon le profil de consommation de chaque client. Ainsi, cette allocation aurait pour effet de faire supporter près de 50 % des coûts par la clientèle de la grande entreprise dont le profil de consommation est, en moyenne, sensiblement plus stable que celui de la clientèle petit et moyen débits.

- Un transfert de coût entre les services revient à appliquer une méthode de fonctionnalisation au réel qui serait différente de celle qui a été utilisée aux fins d'établissement du budget. À cet égard, comme expliqué précédemment, il importe de souligner que la méthode de fonctionnalisation du coût des achats à Dawn, approuvée par la Régie, a pour effet de ventiler le coût entre les services de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage. Ainsi, l'écart de 3 641 000 \$ est lui aussi fonctionnalisé à travers ces différents services, comme détaillé au tableau présenté à la pièce, B-0045, Gaz Métro-9, Document 3, page 5.

Pour l'ensemble de ces raisons, Gaz Métro juge qu'il n'y a pas lieu de modifier la méthode de fonctionnalisation des coûts d'achats à Dawn ni de transférer l'écart des coûts d'équilibrage au service de transport.

Afin de compléter la réponse à la question de la Régie, si l'écart entre les coûts du différentiel de lieu entre AECO et Dawn projetés à la Cause tarifaire 2013 et ceux réellement encourus dans l'année, soit 3 641 000 \$, était totalement fonctionnalisé au service de transport, l'établissement du trop-perçu par service pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2013 serait le suivant :

Partage du (Trop-perçu) / Manque à gagner par service		(TP) / MAG total	Quote-part allouée aux associés	Quote-part allouée aux clients
Distribution	Partage du manque à gagner	(Gaz Métro - 8, doc. 1, p.1, col. 3, l. 2 à 4)	1 931	1 931
	Attribution du trop-perçu sur les activités des clients GNL	(Gaz Métro - 18, doc. 1, p. 1, l. 12)		(219)
Transport		(Gaz Métro - 8, doc. 1, p.1, col. 3, l. 5, plus 3 641 k\$)	1 974	1 974
Équilibrage		(Gaz Métro - 8, doc. 1, p.1, col. 3, l. 6, moins 3 641 k\$)	2 865	2 865
<b>Manque à gagner total</b>		(Gaz Métro - 8, doc. 1, p.1, col. 3, l. 7)	<b>6 771</b>	<b>4 621</b>

Il est à noter que si cette approche était retenue, le montant à transférer devrait plutôt être de 3 227 000 \$, soit l'écart total fonctionnalisé au transport et à l'équilibrage. Les écarts

identifiés aux services de fourniture et de compression ne devraient pas être considérés dans ce transfert.

**5. Référence :** Pièce B-0046, p. 1.

(v) Ligne 10 - LSR-résultats réels

(vi) Ligne 30 - LSR-résultats réels

**Demandes :**

- 5.1 En rapport avec le préambule (i), pour chacune des journées où il y a eu injection, veuillez indiquer la date, le volume total, le volume destiné à la clientèle réglementée et le volume destiné au client GMST.

**Réponse :**

La gestion des injections est effectuée globalement et ne peut être scindée entre la clientèle réglementée et le client GM GNL.

Ainsi, pour 2013, Gaz Métro visait à remplir le site d'entreposage LSR à pleine capacité au 15 décembre 2012. Pour ce faire, un calcul à rebours considérant la projection des retraits du client GM GNL, du niveau d'évaporation et de la capacité d'injection avait amené Gaz Métro à débiter les injections le 16 août 2012.

Un calcul similaire a été effectué pour fixer la date du début des injections pour que le site d'entreposage soit à pleine capacité vers le 1<sup>er</sup> décembre 2013, fixant le début des injections au 11 juin 2013.

L'annexe 1 présente le détail quotidien des injections qui ont été effectuées sur la période du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013.

- 5.2 En rapport avec le préambule (ii), pour chacune des journées où il y a eu retrait, veuillez indiquer la date, le volume total, le volume destiné à la clientèle réglementée et le volume destiné au client GMST.

**Réponse :**

L'annexe 2 présente les retraits au site d'entreposage LSR résultant de l'évaporation, la vaporisation pour l'activité réglementée et les retraits relatifs aux ventes de GNL pour l'année 2013.



Il est à noter que la vente négative observée le 30 novembre 2012 s'explique par le retour d'une cargaison qui ne pouvait être acceptée au point de livraison. Le GNL a donc été transféré dans le réservoir de l'usine.

**6. Référence :** Pièce B-0047, p. 6.

**Préambule :**

Tableau Transactions financières - Colonnes Revenus totaux, Revenus Transport, Revenus Équilibrage

**Demande :**

6.1 Veuillez expliquer comment sont fonctionnalisés, entre le transport et l'équilibrage, les revenus pour chacune des catégories de transaction (Cession FTLH, Cession FTSH-Dawn-EDA, Cession FTSH-Parkway-EDA, Échanges, Prêt d'espace et STS-RAM). Dans chacun des cas, veuillez justifier la logique sous-jacente à votre approche.

**Réponse :**

Les revenus des transactions financières sont fonctionnalisés entre les services de transport et d'équilibrage selon la fonctionnalisation, définie à la Cause tarifaire 2013, applicable à chaque outil d'approvisionnement impliqué dans la transaction.

Le tableau suivant présente la répartition des coûts entre les deux services pour les différents types de transactions :

	Transport	Équilibrage
<b>Capacité de transport</b>		
Fonctionnalisation - Cause tarifaire 2013		
FTLH	100,00%	0,00%
FTSH-Dawn-EDA	100,00%	0,00%
FTSH-Parkway-EDA	91,16%	8,84%
STS	0,00%	100,00%
M12		
<i>Portion FTSH-Parkway (22,81 %)</i>	<i>20,79%</i>	<i>2,02%</i>
<i>Portion STS (77,19 %)</i>	<i>0,00%</i>	<i>77,19%</i>
M12 total	20,79%	79,21%
<b>Autre type de transaction</b>		
Prêt d'espace (optimisation d'entreposage)	0,00%	100,00%
STS RAM (optimisation du STS)	0,00%	100,00%

**7. Référence :** Pièce B-0047, p. 6.

**Préambule :**

« Pour l'année 2013, il y a eu 104 transactions financières qui ont généré des revenus de 7 237 280 \$. »

**Demande :**

7.1 Veuillez présenter, pour chacune de ces transactions, les informations suivantes sous format Excel :

- nature de la transaction (échanges, cessions d'optimisation, etc.) et points de livraison ou d'échange;
- nom de la contrepartie;
- date de signature de l'entente;
- durée de l'entente et date de début de livraisons;
- volume quotidien (m<sup>3</sup>/jour);
- les revenus et autres avantages.

**Réponse :**

L'annexe 3, déposée sous pli confidentiel, présente l'information demandée.

- 8. Références :** (i) Pièce B-0053;  
(ii) Pièce B-0043.

**Préambule :**

- (i) Tableau présentant les additions en capital portées au compte de nivellement de la température et du vent pour l'exercice terminé le 30 septembre 2013.
- (ii) Analyse comparative des volumes, des revenus de la distribution, de la fourniture, de la compression, du transport et de l'équilibrage pour l'exercice terminé le 30 septembre 2013.
- (iii)

**Demandes:**

- 8.1 Veuillez donner les taux utilisés pour calculer les coûts de distribution et d'équilibrage associés à la contrepartie de la normalisation présentée à la référence (i) aux taux calculés à partir des données de la référence (ii).

**Réponse :**

Gaz Métro a utilisé les mêmes taux en (i) et (ii). Voici les taux utilisés :

- Contrepartie de la normalisation Distribution : 0,02391 \$/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>; et
- Contrepartie de la normalisation Équilibrage : (0,00694 \$)/10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

- 8.2 Le cas échéant, sans redéposer de pièces corrigées, veuillez présenter l'impact des écarts de taux sur les additions au compte de nivellement de la température, sur les revenus de distribution, les revenus d'équilibrage et sur les trop-perçus/manque à gagner en distribution et en équilibrage.

**Réponse :**

Gaz Métro constate que les taux utilisés aux références (i) et (ii) pour calculer la contrepartie de la normalisation en 2013 sont erronés. Le tableau suivant présente les taux corrigés ainsi que l'écart qui en découle sur la contrepartie de la normalisation et incidemment sur les revenus de distribution et d'équilibrage.

Service	Volume	Taux utilisés 2013	Montant Contrepartie Réel 2013	Taux ajustés selon tarif 5 moyen DT-2013	Montant Contrepartie Ajustée	Écart montant de la contrepartie	Impact sur les revenus versus R 3871-2013
Distribution	40 861	0,02391 \$	(977,04) \$	0,02494 \$	(1 018,87) \$	(41,83) \$	Surévaluation des revenus de distribution
Équilibrage	40 861	(0,00694) \$	283,57 \$	(0,00100) \$	41,05 \$	(242,52) \$	Surévaluation des revenus d'équilibrage

Le tableau suivant présente l'impact de ces écarts sur le (trop-perçu)/manque à gagner par service :

(Trop-perçu) / Manque à gagner par service	(TP) / MAG total selon R-3871-2013 GM 8 - doc. 2 (000 \$)	Ajustement de la contrepartie de la normalisation (000 \$)	(TP) / MAG total ajusté (000 \$)
Distribution	1 931	42	1 973
Transport	(1 667)		(1 667)
Équilibrage	6 506	243	6 748
<b>Manque à gagner total</b>	<b>6 771</b>	<b>284</b>	<b>7 055</b>

**9. Référence :** Pièce B-0063, p. 7.

**Préambule :**

Tableau présentant les résultats de la rentabilité *a priori* et *a posteriori* pour les différents marchés. (Tableau 6).

**Demande:**

9.1 Veuillez expliquer les écarts entre la rentabilité *a priori* et *a posteriori* pour les différents marchés.

**Réponse :**

Gaz Métro souhaite apporter une correction au tableau 6 de la pièce B-0063, Gaz Métro-12, Document 3, page 7, ainsi qu'à l'annexe I de cette même pièce. Une version révisée de la pièce est déposée simultanément. Le tableau corrigé est présenté ci-dessous.

TCTR par marché	Budget	Réel	%
	2012-2013	2012-2013	réalisation
Résidentiel	97 626	311 378	319%
CII	29 121 880	20 881 727	72%
VGE	17 799 610	13 527 109	76%
<b>TOTAL PGEÉ</b>	<b>47 019 116</b>	<b>34 720 213</b>	<b>74%</b>

Les données détaillées par programme sont présentées à l'annexe I à la page 82 de la même pièce.

### **Marché résidentiel**

En ce qui concerne le marché résidentiel, l'écart positif est principalement attribuable au programme *PE126 Supplément à faible revenu*. Pour ce programme, on constate un écart favorable de 138 936 \$ par rapport à la rentabilité prévue. Cet écart est essentiellement causé par des coûts de commercialisation et d'administration plus faibles que prévu à la suite du report de ces coûts à l'année 2013-2014.

### **Marché CII**

En ce qui concerne le marché CII, l'écart défavorable est attribuable essentiellement à la plus faible rentabilité des programmes *PE233 Rénovation* et *PE210 Chaudières à condensation*.

L'écart défavorable de 4,8 M\$ pour le programme *PE233 Rénovation* s'explique par une participation et par des économies unitaires moindres qu'anticipées, ce qui a généré des bénéfices beaucoup moins importants que ceux prévus, créant ainsi une baisse importante du TCTR.

Pour le programme *PE210 Chaudières à condensation*, l'écart défavorable du TCTR de 2,8 M\$ est attribuable à des bénéfices légèrement moins élevés que prévu, conséquence directe des appareils de puissance légèrement inférieure à la moyenne historique observée utilisée pour établir la prévision.

### **Marché VGE**

Pour le marché VGE, l'écart de rentabilité observé de 9,7 M\$ pour le programme *PE218 Encouragement à l'implantation - Industriel* explique essentiellement l'écart à la baisse de 4,3 M\$ du TCTR dans ce marché. Toutefois, l'écart lié au programme *PE218* a été en grande partie compensé par la rentabilité accrue de 4,2 M\$ observée pour le programme *PE211 Études de faisabilité*.

**10. Référence :** Pièce B-0063, p. 9.

#### **Préambule :**

Détail des montants engagés et payés par programme (tableau 7).

#### **Demande:**

10.1 Veuillez compléter le tableau 7 en ajoutant, pour chaque programme :

- Les montants totaux engagés avant 2012-2013;

- Les montants engagés avant 2012-2013 qui seront payés après le 30 septembre 2013;
- Les montants totaux engagés en 2012-2013;
- Les montants engagés en 2012-2013 qui seront payés après le 30 septembre 2013.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous complète le tableau 7 en fournissant les informations demandées. Les colonnes A et D proviennent du tableau 7. La colonne C fournit les montants totaux engagés avant 2012-2013, la colonne B fournit les montants engagés avant 2012-2013 qui seront payés après le 30 septembre 2013, la colonne F fournit les montants totaux engagés en 2012-2013, et la colonne E fournit les montants engagés en 2012-2013 qui seront payés après le 30 septembre 2013. La colonne C est la somme des colonnes A et B, et la colonne F est la somme des colonnes D et E.

Programme	A Engagés avant et payé en 2012-2013	B Engagés avant et payés après 2012-2013	C Montants totaux engagés avant 2012-2013	D Engagés et payés en 2012-2013	E Engagés en 2012-2013 et payés après	F Montants totaux engagés en 2012-2013
PE103	58 200 \$	43 515 \$	101 715 \$	29 910 \$	45 600 \$	75 510 \$
PE111	162 300 \$	53 000 \$	215 300 \$	246 400 \$	235 200 \$	481 600 \$
PE113	92 650 \$	68 200 \$	160 850 \$	13 950 \$	52 100 \$	66 050 \$
PE123	36 300 \$	39 600 \$	75 900 \$	22 550 \$	40 700 \$	63 250 \$
PE124	1 821 \$	251 \$	2 072 \$	30 415 \$	10 983 \$	41 398 \$
PE126	0 \$	0 \$	0 \$	440 \$	0 \$	440 \$
PE200	24 400 \$	15 950 \$	40 350 \$	4 750 \$	19 450 \$	24 200 \$
PE202	354 300 \$	666 150 \$	1 020 450 \$	16 750 \$	227 100 \$	243 850 \$
PE207	60 200 \$	106 500 \$	166 700 \$	167 750 \$	124 500 \$	292 250 \$
PE208	526 563 \$	1 059 642 \$	1 586 205 \$	4 200 \$	1 291 594 \$	1 295 794 \$
PE210	2 563 750 \$	2 959 150 \$	5 522 900 \$	107 319 \$	3 429 150 \$	3 536 469 \$
PE212	619 450 \$	1 025 450 \$	1 644 900 \$	1 632 400 \$	564 000 \$	2 196 400 \$
PE215	219 300 \$	352 346 \$	571 646 \$	354 100 \$	268 900 \$	623 000 \$
PE220	54 781 \$	180 000 \$	234 781 \$	114 000 \$	175 000 \$	289 000 \$
PE224	78 995 \$	81 380 \$	160 375 \$	12 000 \$	389 474 \$	401 474 \$
PE225	13 000 \$	23 000 \$	36 000 \$	579 420 \$	30 000 \$	609 420 \$
PE226	7 434 \$	223 375 \$	230 809 \$	14 000 \$	270 806 \$	284 806 \$
PE233	170 456 \$	9 799 \$	180 256 \$	0 \$	1 033 378 \$	1 033 378 \$
PE234	2 071 714 \$	126 191 \$	2 197 905 \$	13 017 \$	1 785 051 \$	1 798 068 \$
PE235	1 065 492 \$	463 258 \$	1 528 749 \$	300 000 \$	2 203 965 \$	2 503 965 \$
PE236	0 \$	0 \$	0 \$	52 787 \$	6 421 \$	59 208 \$
PE211	293 373 \$	991 211 \$	1 284 585 \$	4 860 \$	228 170 \$	233 030 \$
PE218	1 873 470 \$	1 699 509 \$	3 572 979 \$	12 113 \$	678 498 \$	690 611 \$
PE219	587 121 \$	1 244 140 \$	1 831 261 \$	128 106 \$	442 612 \$	570 718 \$
FE460	118 579 \$		118 579 \$			0 \$
<b>total</b>	<b>11 053 649 \$</b>	<b>11 431 616 \$</b>	<b>22 485 265 \$</b>	<b>3 861 236 \$</b>	<b>13 552 651 \$</b>	<b>17 413 887 \$</b>

11. Référence : Pièce B-0063, p. 11 à 71.

**Préambule :**

Fiches des différents programmes du PGEÉ.

**Demandes:**

11.1 Veuillez indiquer, pour chacun des programmes pour lesquels l'information est pertinente, la consommation historique totale du participant type et la consommation moyenne des participants en 2012-2013.

**Réponse :**

Le tableau suivant indique la consommation historique totale du participant type sur trois ans ainsi que la consommation moyenne des participants en 2012-2013, pour chacun des programmes. La consommation historique inclut l'année 2012-2013.

Programme	Consommation historique 3 ans	Consommation des participants 2012-2013
PE103	2 766	2 465
PE111	2 151	1 797
PE113	1 658	777
PE123	1 516	1 477
PE124	1 616	1 996
PE200	155 640	106 889
PE202	228 649	337 218
PE207	480 561	389 058
PE208	490 966	535 738
PE210	67 799	66 723
PE212	104 902	107 759
PE215	72 874	39 857
PE220	182 812	188 818
PE226	aucun participant comptabilisé dans ces 3 années	n/d
PE224	327 892	111 149
PE225	589 435	295 470
PE233	178 878	129 969
PE234	228 967	316 450
PE235	191 495	161 244
PE211	29 543 642	45 931 143
PE218	27 232 878	31 096 511
PE219	3 523 973	3 959 563

11.2 Pour le programme PE224 (page 50), veuillez expliquer que l'aide financière unitaire accordée en 2012-2013 (9 976 \$) soit plus élevée que l'aide financière maximum prévue au programme (9 000 \$).

**Réponse :**

L'aide financière unitaire de 9 976 \$ accordée en 2012-2013 correspond au ratio entre les aides financières totales accordées en 2012-2013 de 658 415 \$ et le nombre de participants bruts, soit 66.

Bien que l'aide financière maximale par système d'évacuation à débit variable soit de 9 000 \$, l'aide financière unitaire par participant peut dépasser ce montant en considérant que le nombre moyen de systèmes d'évacuation à débit variable installé par participant peut être supérieur à 1.

**12. Référence :** Pièce B-0066, p. 2.

**Préambule :**

Dans l'analyse de rentabilité du client 407136, la Régie note qu'une subvention est accordée pour l'installation d'appareils périphériques (deux foyers) et qu'à la ligne PRC le tableau mentionne « PRC pour l'ajout de foyer ».

**Demande:**

12.1 Veuillez expliquer sur quelle base l'installation d'appareils périphériques est éligible à une subvention PRC (modalités du programme, grilles de subvention, décisions de la Régie, etc.).

**Réponse :**

Le versement de la subvention PRC est conforme aux modalités du programme PRC, telles qu'approuvées par la Régie selon, entre autres, les articles 2.5.1 et 2.5.18 suivants :

*« 2.5.1 : Les coûts du matériel et la main-d'œuvre requis pour l'installation de la tuyauterie en aval de la fin du branchement d'immeuble jusqu'aux appareils à gaz naturel, sujet aux limites prescrites par le distributeur. »*

*« 2.5.18 : Le coût relatif à la modification de la cheminée lorsque nécessaire. »*

À la suite de l'adoption, par la Ville de Montréal, d'une nouvelle réglementation relative à l'installation et l'utilisation des foyers au bois, Gaz Métro a voulu appuyer la Ville de Montréal. Depuis novembre 2011, Gaz Métro verse donc un montant de 200 \$ afin de



compenser une portion des frais relatifs aux matériaux et à l'installation de la tuyauterie ainsi que les coûts de cheminée associés à la conversion d'un foyer au bois.

**13. Référence :** Pièce B-0067, p. 8 et 9.

**Préambule :**

La Régie note que dans la comparaison des plans de développement 2010 résidentiel (page 8) et affaires (page 9), les volumes moyens par client<sup>1</sup> à postériori (année 5) sont nettement inférieurs à ceux qui étaient prévus à priori. Elle note également que, dans tous les cas, les montants des investissements à postériori ont été moindres que ceux prévus.

**Demandes:**

13.1 Veuillez expliquer les écarts observés entre les données à postériori et les données prévues concernant les volumes moyens par client et les montants des investissements.

**Réponse :**

Dans le marché résidentiel du plan de développement 2010 (R-3871-2013, B-0067, Gaz Métro-13, Document 3, annexe 3, page 8, ligne 10/ligne 5), le volume moyen par client *a posteriori* est de 1 820 m<sup>3</sup>, comparativement à un volume moyen prévu par client de 1 904 m<sup>3</sup>. L'écart de volume moyen par client est légèrement défavorable de 84 m<sup>3</sup> ou de - 4,4 %. Gaz Métro tient à souligner que pour réaliser l'exercice de rentabilité *a priori*, elle utilise des cas types pour estimer la consommation moyenne des clients. *A posteriori*, la consommation des clients peut différer de celle prévue et cela pour plusieurs raisons. Par exemple, la performance des appareils utilisés pourrait être supérieure à celle prévue au cas type. Également, des clients pourraient avoir un profil de consommation légèrement différent de ce qui avait été anticipé au niveau du chauffage de leur habitation, générant un impact défavorable sur les volumes consommés.

Le montant des investissements totaux *a posteriori* du marché résidentiel s'est avéré inférieur de 0,490 M\$, soit un écart légèrement favorable de 2,6 %. Cela s'explique principalement par des investissements en subventions inférieurs à ce qui avait été prévu *a priori* pour un montant de 0,451 M\$, dont 0,202 M\$ attribuables à deux projets de nouvelle construction qui ont été annulés.

Dans le marché affaires du plan de développement 2010 (R-3871-2013, B-0067, Gaz Métro-13, Document 3, annexe 4, page 9, ligne 10/ligne 5), le volume moyen par client *a posteriori* est de 19 094 m<sup>3</sup> en comparaison avec un volume moyen prévu par

---

<sup>1</sup> Ligne 10 / ligne 5 des tableaux aux pages 8 et 9.

client de 22 587 m<sup>3</sup>. L'écart de volume moyen par client est défavorable de 3 492 m<sup>3</sup> ou de -15,4 %. Les deux éléments suivants permettent d'expliquer en partie cet écart :

- 1) Dans le segment des nouveaux clients, Gaz Métro a identifié 12 clients dont la situation lui apparaît exceptionnelle. En effet, pour ces clients, leur volume *a posteriori* à l'année 5 correspond à seulement 21,3 % de leur volume prévu de 2 571 Mm<sup>3</sup>. Gaz Métro tient à mentionner que dans 2 des 12 cas, le compte de contrat du client est devenu inactif et qu'un transfert de responsabilité a été effectué vers un nouveau client qui lui, avait une consommation nettement plus faible que son prédécesseur. Pour les 10 autres cas, le compte du client était actif au moment de produire l'analyse de rentabilité *a posteriori*, mais la consommation réelle s'est avérée très faible en comparaison avec le volume de consommation prévu.
- 2) Dans le segment des ajouts de charges, l'écart observé pour les volumes totaux de l'an 5 est de 3 908 Mm<sup>3</sup>. Gaz Métro a identifié 10 clients qui sont responsables de 68 % de cet écart. Les volumes *a posteriori* de ces clients sont inférieurs de 2 641 Mm<sup>3</sup> aux volumes *a priori*. Gaz Métro a analysé les volumes de ces clients pour constater que 8 de ces clients ont participé à un programme d'efficacité énergétique au cours de la période examinée, ce qui aurait eu un impact à la baisse sur les volumes *a posteriori*. Ces clients pourraient également avoir des initiatives en matière d'efficacité énergétique qui ne seraient pas captées par des programmes du PGEE et qui auraient un impact à la baisse sur les volumes consommés.

Une autre partie de l'écart relative aux volumes totaux des ajouts de charges s'explique par l'annulation de la vente à 12 clients. Ces ventes annulées relatives aux ajouts de charges représentent 0,928 Mm<sup>3</sup>.

Compte tenu de la proportion importante que représentent ces écarts par rapport aux volumes totaux *a priori*, les volumes moyens par client *a posteriori* sont plus faibles que prévu.

Le montant des investissements totaux *a posteriori* du marché affaires s'est avéré inférieur de 0,858 M\$, soit un écart légèrement favorable de 3,5 %. Cet écart s'explique par des investissements en subvention inférieurs de 0,409 M\$ et par des investissements en immobilisations inférieurs de 0,484 M\$, dont 0,290 M\$ concernent des ventes annulées.

- 13.2 Veuillez présenter une analyse détaillée notamment sur les écarts, entre les données à priori et à postérieur, dans la distribution des nouveaux clients entre les sous-paliers tarifaires et les tendances observées des volumes moyens par client par sous-palier. Veuillez expliquer l'analyse présentée.

**Réponse :**

À la lecture de l'énoncé de la question ci-haut, Gaz Métro comprend que la Régie désire obtenir une analyse détaillée par palier de consommation annuelle.

Les tableaux de l'annexe 4 présentent les résultats de l'analyse détaillée du nombre de clients, du volume total et du volume moyen par client, par paliers de consommation annuelle, pour les nouveaux clients résidentiel et affaires. Les paliers sont les mêmes que ceux présentés dans la pièce (R-3809-2012, B-0444, Gaz Métro-15, Document 9, page 2).

À la suite de cette analyse, les constats suivants peuvent être dégagés.

*Pour le marché Affaires – Nouveaux clients*

Le nombre total de clients est relativement stable entre le *a priori* et le *a posteriori*. En ce qui concerne le volume moyen total par client *a posteriori*, ce dernier est de 18 734 m<sup>3</sup> comparativement à un volume moyen total prévu par client de 21 618 m<sup>3</sup>. L'écart de volume moyen total par client est défavorable de 2 884 m<sup>3</sup> ou -13,3 %. Les résultats de l'analyse permettent cependant de constater qu'il y a eu une hausse des volumes moyens par client dans chacun des paliers de consommation.

*Pour le marché Résidentiel – Nouveaux clients*

Le nombre total de clients a diminué de 5,0 % entre le nombre de clients *a posteriori* et le nombre de clients prévu. Cet écart correspond à une baisse de 249 clients. Cette diminution du nombre de clients, ainsi que la diminution des volumes totaux (-9,0 %) ont des impacts différents au global et dans chacun des paliers de consommation. En effet, au global, le volume moyen par client a légèrement diminué de -4,4 %, passant de 1 904 m<sup>3</sup> *a priori*, à 1 820 m<sup>3</sup> *a posteriori*, comme mentionné à la réponse fournie à la demande 13.1. En ce qui concerne les volumes moyens par client des paliers de consommation, les résultats de l'analyse indiquent une tendance à la baisse du volume moyen par client pour les plus petits paliers de consommation, alors qu'on constate l'effet inverse dans les plus grands paliers de consommation.

Certaines hypothèses et éléments spécifiques de l'analyse ont un impact direct difficilement mesurable sur les résultats obtenus.

- 1-) Les données *a priori* ont été traitées différemment selon le type de ventes. En ce qui concerne les ventes sur réseau, l'association directe du palier de consommation annuelle à la vente est possible. Gaz Métro associe donc pour chacune des ventes (clients) son propre palier de consommation par rapport à son volume. En ce qui concerne les ventes hors réseau, ces dernières nécessitent un traitement additionnel. Ces ventes appartiennent à des projets et souvent, ces projets incluent plus d'un client. Dans le présent exercice, Gaz Métro a posé l'hypothèse que les volumes prévus d'un projet sont répartis uniformément entre les clients de ce même projet. La réalité peut cependant être différente. *A posteriori*, trois clients d'un même projet ayant des volumes de consommation différents ne seront pas systématiquement sur le même palier de consommation. Comme les bases de données de Gaz Métro ne

contiennent pas ces informations, cette hypothèse utilisée dans l'analyse a des répercussions sur les écarts entre les données *a priori* et *a posteriori*.

2-) Les données *a posteriori* proviennent, quant à elles, de deux sources :

- ⇒ soit la consommation réelle des 12 derniers mois précédant le 30 juin 2010 pour chacun des clients; ou
- ⇒ le volume annuel projeté pour les clients qui n'avaient pas encore 12 mois de consommation réelle au moment de produire l'analyse de rentabilité *a posteriori*.

Tout comme les données *a priori*, pour les clients n'ayant pas encore 12 mois de consommation réelle, les volumes projetés ont été traités selon le type de ventes. Les ventes sur réseau permettent l'association directe du palier de consommation annuel projeté en lien avec les données *a priori*. En ce qui concerne les ventes hors réseau, tout comme pour les données *a priori*, Gaz Métro a posé l'hypothèse que les volumes projetés d'un projet sont répartis uniformément entre tous les clients à venir de ce même projet.

- 14. Références :**
- (i) Pièce B-0079;
  - (ii) Décision D-2010-144, paragraphes 204, 207 et 218.

**Préambule :**

Référence (i) :

Hypothèses de calcul des coûts de distribution et d'équilibrage pour l'activité GNL.

Référence (ii) :

« [204] Pour la composante équilibrage, la Régie accepte l'utilisation d'un taux sur la base du tarif d'équilibrage du distributeur, puisque celui-ci reflète effectivement le coût de ce service. Cependant, comme il n'est pas possible de faire la distinction dans l'alimentation de l'usine LSR entre le gaz naturel qui est utilisé pour l'activité GNL et celui pour l'approvisionnement des clients réguliers du distributeur, la Régie considère que le coût d'équilibrage devrait être établi en prenant comme hypothèse le taux moyen du tarif d'équilibrage associé au profil de consommation de l'ensemble de l'usine LSR.

[207] La Régie considère que le coût unitaire moyen de distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine LSR dans son ensemble.

[218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les volumes de GNL réellement consommés. »

**Demandes:**

14.1 Veuillez donner le volume réel de liquéfaction de l'usine LSR pour les périodes du 1<sup>er</sup> octobre 2011 au 30 septembre 2012 et du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013.

**Réponse :**

Le volume total de liquéfaction de l'usine LSR a été de 36 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2011 au 30 septembre 2012 et de 57 204 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013.

14.2 Veuillez établir le palier tarifaire correspondant au volume réel de l'usine LSR du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013 et indiquer le coût de distribution unitaire correspondant à ce palier.

**Réponse :**

Le palier tarifaire est déterminé au moyen du profil d'injection de l'usine LSR. Le volume total de liquéfaction de l'usine LSR a été de 57 204 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> pour la période du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013. Convertie sur une base quotidienne, la quantité obtenue est de 156 722 m<sup>3</sup>/jour, ce qui correspond au palier 5.8 du tarif D<sub>5</sub>.

Le coût unitaire attribuable au palier tarifaire D<sub>5,8</sub> volet A est déterminé au moyen de l'allocation des coûts présentée à la Cause tarifaire 2012.

Coût distribution unitaire (¢/m <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	Fonds vert CT2011 (¢/m <sup>3</sup> )	Fonds vert CT2013 (¢/m <sup>3</sup> )	Coût distribution – Client GNL CT2013 excluant FV (¢/m <sup>3</sup> ) (4 = 1-2)	Coût distribution – Client GNL CT2013 incluant FV (¢/m <sup>3</sup> ) (5 = 4+3)
(1)	(2)	(3)	(4 = 1-2)	(5 = 4+3)
3,168	0,851	0,711	2,317	3,028

14.3 Veuillez présenter le détail des calculs ayant permis d'établir les paramètres A, A<sub>D5</sub>, H<sub>D5</sub> et P<sub>D5</sub> présentés en page 2 de la référence (i). Veuillez fournir les références pour les valeurs utilisées.

---

<sup>2</sup> R-3752-2011, B-0164, Gaz Métro-13, Document 3, page 5 ligne 50

**Réponse :**

Le paramètre A est obtenu en divisant le volume total de liquéfaction prévu à l'usine LSR dans la Cause tarifaire 2013<sup>3</sup>, soit 27 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> par 365 jours. Cela correspond au palier 5.7 du tarif D<sub>5</sub>.

Afin d'obtenir les paramètres A<sub>D5</sub>, H<sub>D5</sub> et P<sub>D5</sub>, il faut d'abord utiliser le profil global de liquéfaction prévu de l'usine LSR dans la Cause tarifaire 2013 et, conformément à la méthode présentée à l'article 14.1.3.2 des *Conditions de service et Tarif*, faire appel au nombre maximum de jours d'interruption ainsi qu'au nombre réel de jours d'interruption.

Voici le détail des calculs pour chaque paramètre :

$$A_{D5} : (27 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 / 365) * ((366 - 77^4) / (366 - 0)) = 58 \text{ } 972$$

$$H_{D5} : (17 \text{ } 10^6 \text{ m}^3 / 151) * ((152 - 77) / (152 - 0)) = 54 \text{ } 103$$

$$P_{D5} : 342 \text{ } 10^3 \text{ m}^3 / 80 * \text{maximum} (80 - 77 ; 0) = 12 \text{ } 814$$

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2013, l'utilisation de 366 jours annuels et de 152 jours d'hiver dans le calcul de ces paramètres avait pour but de refléter le profil passé des clients (donc utilisation à la Cause 2013 d'un profil basé sur l'année bissextile 2011-2012). Par contre, la méthodologie qui s'applique à l'usine LSR diffère de celle appliquée aux autres clients en ce sens qu'elle se base sur des volumes prévus et non sur les volumes réels de l'année précédente. Ainsi, le calcul des paramètres A<sub>D5</sub> et H<sub>D5</sub> aurait dû être fait à partir de 365 jours annuels et 151 jours d'hiver. Il faut cependant noter que l'effet est marginal sur l'évaluation du coût d'équilibrage, car l'écart se chiffre à un peu plus de 100 \$ sur un total de 47,5 k\$.

- 14.4 Veuillez présenter les paramètres nécessaires au calcul du prix d'équilibrage (A, A<sub>D5</sub>, H<sub>D5</sub>, P<sub>D5</sub>) en utilisant les volumes réels de liquéfaction de l'usine LSR 2011-2012, conformément à l'article 14.1.3.2 des *Conditions de service et Tarif*, et le prix d'équilibrage correspondant. Veuillez donner le détail de tous les calculs et fournir les références pour les valeurs utilisées.

---

<sup>3</sup> R-3809-2012, B-0010, Gaz Métro-1, Document 6, page 1 ligne 10 colonne 3

<sup>4</sup> R-3809-2012, B-0452, Gaz Métro-17, Document 1, page 72

<sup>5</sup> R-3809-2012, B-0010, Gaz Métro-1, Document 6, page 1 ligne 10 colonne 1

<sup>6</sup> R-3809-2012, B-0009, Gaz Métro-1, Document 5, page 1 ligne 18 colonne 7

**Réponse :**

Le paramètre A est obtenu en divisant le volume réel de liquéfaction de l'usine LSR 2011-2012 par 366 jours, soit  $36\,029\,10^3\text{m}^3/366$  jours, ce qui représente  $98\,441\text{m}^3$ . Cela correspond au palier 5.7 du tarif D<sub>5</sub>.

$$A_{D5} : (36\,029\,10^3\text{m}^3 / 366) * ((366 - 77) / (366 - 0))$$

$$H_{D5} : (12\,410\,10^3\text{m}^3 / 152) * ((152 - 77) / (152 - 0))$$

$$P_{D5} : 356\,10^3\text{m}^3 * \text{maximum} \left( \frac{80 - 77}{80}; 0 \right)$$

<b>Jmax</b>	<b>Jréel</b>	<b>A</b> (m <sup>3</sup> /jour)	<b>A<sub>D5</sub></b> (m <sup>3</sup> /jour)	<b>H<sub>D5</sub></b> (m <sup>3</sup> /jour)	<b>P<sub>D5</sub></b> (m <sup>3</sup> /jour)
77	0	98 441	77 730	40 285	13 365

Les paramètres utilisés pour déterminer le coût d'équilibrage remboursé par le client GNL sont : les coûts de pointe 19 427 000 \$ et d'espace 121 015 000 \$ tels que présentés à la pièce R-3809-2012, B-0427, Gaz Métro-12, Document 1 (prix de pointe : 149,1 ¢/m<sup>3</sup>/jour et prix d'espace 2 798,9 ¢/m<sup>3</sup>/jour).

La formule d'équilibrage applicable aux clients du tarif D<sub>5</sub> est la suivante :

$$(\text{prix pointe} * (P_{D5} - H_{D5}) + \text{prix espace} * (H_{D5} - A_{D5})) / (A * 366)^7$$

L'application des valeurs présentées précédemment a permis de déterminer le prix unitaire d'équilibrage pour le client GNL.

$$\text{Soit } (149,1 * (13\,365 - 40\,285) + 2\,798,9 * (40\,285 - 77\,730)) / (98\,441 * 366) = -1,672$$

Le taux minimum a été fixé à -1,561.

<b>Prix de pointe</b> (¢/m <sup>3</sup> )	<b>Prix d'espace</b> (¢/m <sup>3</sup> )	<b>Prix équilibrage total</b> (¢/m <sup>3</sup> )
-0,111	-1,561	-1,672

<sup>7</sup> R-3809-2012, B-0452, Gaz Métro-17, Document 1, page 55

14.5 Veuillez déposer une mise à jour de la pièce B-0077 (Gaz Métro 18, document 1) en utilisant le coût unitaire de distribution correspondant au volume réel de liquéfaction de l'usine LSR du 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013 et le prix d'équilibrage établi à partir des volumes réels de liquéfaction de l'usine LSR en 2011-2012.

**Réponse :**

La pièce B-077, Gaz Métro-18, Document 1 mise à jour en fonction de ces paramètres est présentée à l'annexe 5.

- 15. Références :**
- (i) Pièce B-0080, p. 1;
  - (ii) Historique de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (RLRQ, chapitre R 6.01), versions de 2006 à ce jour des articles 85.33, 85.36, 85.36.1, 85.36.2 et 85.37.

**Préambule :**

En référence (i) :

Gaz Métro indique avoir facturé au client GNL la somme de 113 k\$ à titre de revenus de Fonds vert sur l'ensemble des volumes livrés de 15 842 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> au cours de l'exercice 2013. Il indique également qu'une partie de ces volumes, soit 12 327 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, a été transportée et consommée aux États-Unis et en Ontario.

*« Pour les raisons décrites ci-dessous, Gaz Métro se questionne quant à l'assujettissement de ces volumes à la redevance du Fonds vert puisqu'ils ont été consommés à l'extérieur de la province du Québec, en dehors de la franchise de Gaz Métro. Dans l'incertitude, Gaz Métro a tout de même facturé des revenus de Fonds vert sur ces volumes.*

*En effet, bien que Gaz Métro doive, contrairement aux autres distributeurs de carburants et de combustibles assujettis à la redevance au Fonds vert, déclarer à la Régie de l'énergie (la « Régie ») tous les volumes de gaz naturel qu'elle a distribué (et ce, sans égard au lieu de consommation), la Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que la méthode de calcul (permettant de calculer le montant de la redevance au Fonds vert) est établie en fonction des émissions de CO<sub>2</sub> que génère la combustion du gaz naturel, de carburants et de combustibles apportés, distribués ou vendus pour consommation au Québec. De plus, Gaz*



*Métro est d'avis qu'il n'était pas de l'intention du législateur de traiter différemment le gaz naturel des autres carburants et combustibles. »*

En référence (ii) :

1- Le 13 décembre 2006, le texte de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi) est modifié, notamment, par l'insertion des dispositions suivantes<sup>8</sup> :

« **85.33.** *Le présent chapitre s'applique:*

*1° à tout distributeur de gaz naturel;*

*2° à toute personne ou société qui apporte au Québec des carburants et combustibles à des fins de production d'électricité;*

*3° à tout distributeur de carburants et de combustibles excluant les hydrocarbures utilisés comme matière première par les industries qui transforment les molécules d'hydrocarbures par des procédés chimiques et pétrochimiques.*

*Pour l'application du présent chapitre, la personne ou société visée au paragraphe 2° du premier alinéa est réputée être un distributeur.*

**85.36.** *En tenant compte des objectifs et de l'apport financier global, la Régie établit par règlement:*

*1° le taux et la méthode de calcul de la redevance annuelle payable par un distributeur en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion de gaz naturel, de carburants et de combustibles ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;*

*2° les modalités suivant lesquelles les distributeurs sont tenus de payer la redevance annuelle au Fonds vert institué en vertu de l'article 15.1 de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (chapitre M-30.001).*

**85.37.** *Tout distributeur visé à l'article 85.33 doit déposer auprès de la Régie, à une date qu'elle détermine et selon la forme qu'elle prescrit, une déclaration indiquant les volumes de gaz naturel qu'il a distribué ou le volume de carburants*

---

<sup>8</sup> Projet de loi 52, *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives*, 2<sup>e</sup> session, 37<sup>e</sup> législature, Québec, 2006 (sanctionnée le 13 décembre 2006), L.Q., 2006, c. 46.

*et de combustibles vendus destinés à la consommation au Québec, qu'il a raffinés au Québec, y a apportés au cours de son exercice financier précédent et, s'il y a lieu, le volume d'essence, de diesel, de mazout, de propane, de coke de pétrole ou de charbon qu'il a acquis, au cours de son exercice financier précédent, d'une personne décrite à l'un des paragraphes 1° ou 2° de la définition de l'expression « distributeur de carburants et de combustibles » de l'article 85.34 et tout autre renseignement que la Régie estime nécessaire pour l'application du présent chapitre, selon la forme que prescrit la Régie. »*

- 2- Le 9 décembre 2007, le texte de la Loi est modifié, notamment, aux articles 85.33 et 85.37.<sup>9</sup> Ces articles sont alors libellés de la manière suivante (les modifications sont soulignées) :

« **85.33.** *Le présent chapitre s'applique:*

*1° à tout distributeur de gaz naturel;*

*2° à toute personne morale ou société qui apporte au Québec des carburants et combustibles à des fins autres que la revente;*

*3° à tout distributeur de carburants et de combustibles [supprimé].*

*Pour l'application du présent chapitre, la personne ou société visée au paragraphe 2° du premier alinéa est réputée être un distributeur.*

**85.37.** *Tout distributeur visé à l'article 85.33 doit produire à la Régie, à une date qu'elle détermine et selon la forme qu'elle prescrit, une déclaration indiquant, le cas échéant, pour la période couverte par son exercice financier précédent:*

*1° le volume de gaz naturel qu'il a distribué;*

*2° le volume de carburants et de combustibles qu'il a apporté au Québec pour les fins mentionnées au paragraphe 2° de cet article;*

*3° le volume de carburants et de combustibles destiné à la consommation au Québec qu'il a vendu et qu'il a raffiné au Québec ou y a apporté et, s'il y a lieu, le volume qu'il a échangé avec une personne décrite au paragraphe 1° de la définition de l'expression « distributeur de carburants et de combustibles » de l'article 85.34;*

---

<sup>9</sup> Projet de loi 57, *Loi modifiant la Loi sur l'Agence de l'efficacité énergétique et la Loi sur la Régie de l'énergie*, 1re session, 38<sup>e</sup> législature, Québec, 2007 (sanctionnée le 9 novembre 2007), L.Q., 2007, c. 19.

4<sup>o</sup> tout autre renseignement que la Régie estime nécessaire pour l'application du présent chapitre, selon la forme qu'elle prescrit. » [nous soulignons]

- 3- Le 19 juin 2009, le texte de la Loi est modifié, notamment, à l'article 85.36<sup>10</sup>. Le libellé de cet article est alors le suivant (les modifications sont soulignées) :

« 85.36. En tenant compte des cibles de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixées en vertu de l'article 46.4 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et de l'apport financier global, la Régie établit par règlement:

*1<sup>o</sup> le taux et la méthode de calcul de la redevance annuelle payable par un distributeur en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion de gaz naturel, de carburants et de combustibles ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;*

*2<sup>o</sup> les modalités suivant lesquelles les distributeurs sont tenus de payer la redevance annuelle au Fonds vert institué en vertu de l'article 15.1 de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (chapitre M-30.001).* »

- 4- Le 14 juin 2013, le texte de la Loi est modifié, notamment, à l'article 85.36<sup>11</sup>. Les articles 85.36.1 et 85.36.2 sont également ajoutés [nous soulignons] :

**85.36.** [supprimé] *La Régie établit par règlement:*

*1<sup>o</sup> [supprimé] la méthode de calcul de la redevance annuelle payable par un distributeur en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion de gaz naturel, de carburants et de combustibles apportés, distribués, échangés ou vendus pour consommation au Québec ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;*

*2<sup>o</sup> les modalités suivant lesquelles les distributeurs sont tenus de payer la redevance annuelle au Fonds vert institué en vertu de l'article 15.1 de la Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (chapitre M-30.001).*

---

<sup>10</sup> Projet de loi 42, *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement et d'autres dispositions législatives en matière de changements climatiques*, 1<sup>re</sup> session, 39<sup>e</sup> législature, Québec, 2009 (sanctionnée le 19 juin 2009), L.Q., 2009, c. 33.

<sup>11</sup> Projet de loi 25, *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*, 1<sup>re</sup> session, 40<sup>e</sup> législature, Québec, 2013 (sanctionnée le 14 juin 2013), L.Q., 2013, c. 16

La méthode de calcul pour établir la redevance annuelle au Fonds vert doit exclure la quantité d'émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) qu'a générée la combustion des volumes de gaz naturel, de carburants et combustibles qu'un distributeur déclare avoir distribués ou vendus à un émetteur ou avoir échangés avec celui-ci et la quantité d'émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) qu'a générée la combustion des volumes de carburants et combustibles qu'un distributeur déclare avoir apportés pour sa consommation alors qu'il est également un émetteur visé au sous-paragraphe a du paragraphe 2° du sixième alinéa.

La Régie doit réviser les avis de paiement émis afin de réduire chacun des versements exigibles le 31 mars, le 30 juin et le 30 septembre 2013 du quart du montant de réduction de la redevance annuelle établi de nouveau par la Régie en tenant compte de l'exclusion des volumes de gaz naturel, de carburants et combustibles qu'un distributeur déclare avoir distribués ou vendus à un émetteur ou avoir échangés avec celui-ci et de l'exclusion des volumes de carburants et combustibles qu'un distributeur déclare avoir apportés pour sa consommation alors qu'il est un émetteur visé au sous- paragraphe a du paragraphe 2° du sixième alinéa pendant l'exercice financier visé par la déclaration ayant dû être produite, conformément à l'article 85.37, au plus tard le 31 mars 2012. [nous soulignons]

Doivent être transmises à la Régie:

1° avant le 1er septembre 2013:

a) la déclaration prévue au deuxième alinéa, relativement à la réduction des versements exigibles à compter du 31 décembre 2013 jusqu'au 30 septembre 2014;

b) la déclaration prévue au troisième alinéa;

2) dans la déclaration prévue à l'article 85.37, la déclaration prévue au deuxième alinéa, relativement à la réduction du versement exigible le 31 décembre 2014.

Le distributeur doit joindre à sa déclaration, le cas échéant, les attestations qui lui sont transmises en vertu du paragraphe 3° de l'article 85.36.1.

Pour l'application du présent article, à l'exception du premier alinéa:

1° les volumes de carburants et combustibles ne comprennent ni l'essence ni le diesel;

2° un émetteur s'entend:

a) d'un émetteur tenu de couvrir ses émissions de gaz à effet de serre par des droits d'émission visés au deuxième alinéa de l'article 46.6 de la Loi sur la qualité de l'environnement (chapitre Q-2) et inscrit conformément au Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (chapitre Q-2, r. 46.1) ainsi que, le cas échéant, de ses auteurs;

b) du distributeur assimilé à un émetteur en vertu de l'article 85.36.1.

Le distributeur doit cesser de faire supporter la redevance par les émetteurs auxquels il distribue ou vend des volumes de gaz naturel, de carburants et combustibles ou avec lesquels il échange des volumes de carburants et combustibles. Il doit également, par tout moyen qu'il juge approprié, transmettre le bénéfice de l'exclusion prévue au deuxième alinéa ainsi que de la réduction et de la révision prévues au troisième alinéa à ceux de ces émetteurs auxquels il a fait supporter cette redevance.

85.36.1. Un distributeur est assimilé à un émetteur, à l'égard des volumes visés par l'attestation prévue au paragraphe 3°, lorsque les conditions suivantes sont remplies:

1° les volumes de gaz naturel, de carburants et combustibles qu'il distribue ou vend à un émetteur ou qu'il échange avec celui-ci lui ont été distribués ou vendus par un autre distributeur ou échangés avec cet autre distributeur à qui a été transmis l'avis prévu à l'article 85.38;

2° la Régie ne lui a pas transmis l'avis prévu à l'article 85.38 à l'égard de ces volumes;

3° il a transmis à l'autre distributeur une attestation des volumes que celui-ci lui a distribués ou vendus ou que cet autre distributeur a échangés avec lui et qu'il a distribués ou vendus à un émetteur ou qu'il a échangés avec cet émetteur.

85.36.2. La Régie publie à la Gazette officielle du Québec un avis du taux utilisé pour le calcul de la redevance au Fonds vert pour la période du 1er octobre 2012 au 30 septembre 2013, fixé en dollars par tonne de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion des volumes de gaz naturel, de carburants et combustibles apportés, distribués, vendus ou échangés au Québec.

Ce taux est utilisé pour le calcul de la redevance annuelle au Fonds vert jusqu'au 31 décembre 2014. » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 15.1 Veuillez élaborer davantage sur votre interprétation de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, présentée à la référence (i), relativement à l'assujettissement des volumes de gaz naturel distribués par un distributeur assujetti au paiement de la redevance au Fonds vert, alors que ces volumes sont transportés par un client du distributeur pour une consommation hors Québec. Veuillez notamment élaborer sur votre interprétation de l'intention du législateur à cet égard.

**Réponse :**

Compte tenu du libellé de l'article 85.36 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« LRE »), il aurait été possible de prétendre qu'aucune interprétation de la LRE n'est requise afin de conclure que seuls les volumes de gaz naturel consommés au Québec doivent être considérés dans le calcul de la redevance au Fonds vert. En effet, l'article 85.36 LRE précise ce qui suit :

« **85.36.** *La Régie établit par règlement :*

*1° la méthode de calcul de la redevance annuelle payable par un distributeur en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion de gaz naturel, de carburants et de combustibles apportés, distribués, échangés ou vendus pour consommation au Québec ainsi que le taux d'intérêt sur les sommes dues et les pénalités exigibles en cas de non-paiement;*

*[...] »*

(Gaz Métro souligne)

Selon Gaz Métro, les termes « pour consommation au Québec » s'appliquent autant au gaz naturel qu'aux carburants et combustibles compte tenu du libellé de cette disposition. En effet, le terme « distribués » dans l'énumération « apportés, distribués, échangés ou vendus » établit un lien entre le « gaz naturel » et la « consommation au Québec » dont fait état cette disposition. Si le législateur avait voulu traiter le gaz naturel différemment des carburants et combustibles, il aurait libellé cette disposition différemment.

Par ailleurs, pour les motifs ci-après exposés, Gaz Métro soumet que la LRE, si elle doit être interprétée, permet de conclure que les volumes de gaz naturel consommés hors Québec ne doivent pas être considérés dans le calcul de la redevance au Fonds vert.

Tout d'abord, la LRE doit être interprétée de manière à éviter de lui donner une portée extraterritoriale. L'auteur Pierre-André Côté écrit ce qui suit sur le principe de la territorialité des lois :

*« 770. En l'absence de disposition contraire, expresse ou implicite, on présumera que l'auteur d'un texte législatif entend qu'il s'applique aux personnes, aux biens, aux actes ou aux faits qui se situent à l'intérieur des limites du territoire soumis à sa compétence.*

771. *Cela signifie d'abord qu'il faut présumer que le législateur ne veut pas donner à ses lois une portée extraterritoriale : tout texte législatif doit, si c'est possible, être interprété et appliqué de manière à respecter cette intention présumée du législateur. [...]*

[...]

773. *Ce principe voulant que le législateur n'entende pas donner d'effet extraterritorial à la loi se confond, en matière de lois provinciales, avec celui qui commande de préférer l'interprétation permettant d'affirmer la validité d'un texte à celle qui le rend invalide. En effet, les provinces n'ayant pas en principe le pouvoir de légiférer de façon extraterritoriale[référence omise], on doit prêter aux législateurs provinciaux la volonté de respecter les limites que la Constitution impose à leurs pouvoirs. »<sup>12</sup>*

(Gaz Métro souligne)

L'exercice d'interprétation doit donc être fait de manière à respecter ce principe de territorialité.

Le libellé de l'article 85.36 ci-haut reproduit précise que la méthode de calcul de la redevance doit être établie « *en fonction des émissions de dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>) que génère la combustion de gaz naturel [...]* ». Le législateur lie donc la redevance au Fonds vert à deux faits en particulier : la combustion du gaz naturel et l'émission de CO<sub>2</sub> qui en découle. En employant les termes « en fonction » à l'article 85.36 LRE, le législateur souligne l'importance de ces deux faits, qui sont générateurs du droit. Gaz Métro soumet qu'interpréter la LRE de manière à faire en sorte que des faits survenus à l'extérieur du Québec <sup>13</sup> soient générateurs du droit aurait pour effet de donner une portée extraterritoriale à cette loi, ce qui est proscrit à moins d'une disposition contraire.

Ensuite, l'interprétation suggérée voulant que les volumes de gaz naturel consommés hors Québec ne soient pas assujettis à la redevance du Fonds vert serait également conforme au principe d'interprétation systématique des lois connexes (*in pari materia*). Pierre-André Côté écrit à ce sujet ce qui suit :

« 1271. *Le législateur est censé maintenir, dans l'ensemble des lois qu'il adopte sur un sujet donné, une cohérence à la fois dans la formulation des textes et dans les politiques que ces textes mettent en œuvre :*

*[TRADUCTION] Lorsqu'il se trouve différentes lois dans une même matière, il faut les considérer et les interpréter ensemble, comme un système, comme s'expliquant l'une par l'autre, même si elles remontent à des époques différentes, même si certaines ont expiré, même si elles ne renvoient pas les unes aux autres. [référence omise]*

[...]

---

<sup>12</sup> Pierre-André Côté, *Interprétation des lois*, 4<sup>e</sup> édition, Les Éditions Thémis inc., pp. 230 et 231

<sup>13</sup> La preuve citée en référence (i) stipule que les 12 327 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de gaz naturel concernés par la présente discussion ont été consommés aux États-Unis et en Ontario.

1278. En pratique, on a recours aux lois connexes ou analogues soit pour en inférer le sens d'un terme, soit pour mieux préciser l'objet d'une loi. De même qu'on présume que règne dans une loi une certaine uniformité dans l'expression, on fait aussi l'hypothèse que le législateur maintient cette uniformité dans l'ensemble des lois sur une matière donnée. [...] »<sup>14</sup>

À cet égard, soulignons que le chapitre VI.3 de la LRE est intitulé « *Financement des actions pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la lutte aux changements climatiques* ». Selon le principe d'interprétation systématique des lois connexes, l'exercice d'interprétation devrait donc se faire en prenant en considération les textes législatifs ou réglementaires qui visent, eux aussi, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la lutte aux changements climatiques. Parmi ces textes, on retrouve le *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre* (« RSPEDE »). Or, en vertu du RSPEDE, Gaz Métro est considérée comme « émetteur » notamment parce qu'elle distribue du gaz naturel pour consommation au Québec<sup>15</sup>. Ainsi, sous l'égide du RSPEDE, adopté en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, Gaz Métro ne serait donc pas considérée comme un émetteur en raison de la distribution de volumes de gaz naturel destinés, comme c'est le cas en l'espèce, à la consommation aux États-Unis et en Ontario. Conséquemment, interpréter la LRE de manière à conclure que ces mêmes volumes seraient néanmoins assujettis à la redevance au Fonds vert, lequel vise des objectifs similaires au RSPEDE, engendrerait une incohérence au sein du *corpus* législatif et réglementaire que ne peut avoir souhaité le législateur.

Finalement, tel qu'indiqué dans la preuve citée en référence (i), Gaz Métro ne croit pas que l'intention du législateur ait été de traiter différemment les carburants et combustibles, d'une part, et le gaz naturel, d'autre part, en assujettissant seulement ce dernier à la redevance au Fonds vert lorsqu'il est consommé hors Québec. Gaz Métro réfère à nouveau au titre du chapitre VI.3 de la LRE afin de cerner l'intention du législateur à cet égard : « *financement des actions pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la lutte aux changements climatiques* ». Gaz Métro voit mal pourquoi le législateur aurait souhaité que ce financement repose sur une redevance payée notamment pour des volumes de gaz naturel consommés hors Québec, alors que la consommation de carburants et combustibles, plus émissive, ne recevrait pas un tel traitement.

- 15.2 Veuillez concilier votre interprétation de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, présentée à la référence (i), avec l'historique législatif présenté en référence (ii) et, le cas échéant, avec toutes autres dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie* que Gaz Métro juge pertinentes.

---

<sup>14</sup> Précitée, note 12, p. 395, 396 et 398

<sup>15</sup> Article 2, deuxième alinéa, paragraphe 2 du RSPEDE et protocole QC.30 de l'annexe A.2 du *Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère*.



**Réponse :**

Selon Gaz Métro, l'historique législatif présenté en référence (ii) ne devrait pas amener la Régie à retenir une interprétation de la LRE différente de celle suggérée en réponse à la réponse 15.1. Selon Gaz Métro, en introduisant les termes « pour consommation au Québec » à l'article 85.36 en juin 2013 par le biais du projet de loi 25, le législateur a précisé son intention qui, jusqu'alors, se devait d'être présumée en fonction du principe de la territorialité des lois et du principe d'interprétation systématique des lois connexes.

- 15.3 Veuillez indiquer si, dans les années antérieures, le client GNL a transporté des volumes de gaz naturel hors du Québec pour des fins de consommations. Veuillez quantifier ces volumes et indiquer les années visées.

**Réponse :**

Dans les années antérieures, les clients GNL ont transporté 859 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> de gaz naturel hors Québec à des fins de consommation.

Voici un sommaire par client :

Gaz Métro GNL, S.E.C. : Aucune activité avant 2013.

Gaz Métro Solutions Transport, S.E.C. : Transport Robert - Livraison station  
Mississauga / Ontario

Date de mise en service 1<sup>er</sup> janvier 2012

Volume : 859 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

- 15.4 Veuillez préciser ce qui est inclus dans le volume de 12 327 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> transporté et consommé aux États-Unis et en Ontario, dont il est question à la référence (i). Précisez notamment si du GNL contenu dans des réservoirs de camions, aux fins de consommation pour le transport du GNL, est inclus dans ce volume ou s'il n'inclut que du GNL transporté en vrac. Le cas échéant, veuillez expliquer et ventiler les volumes.

**Réponse :**

Le volume de 12 327 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> est entièrement constitué de GNL transporté en vrac.

Voici le détail par client et lieu de livraison :

GM-GNL : 9 977 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> livrés en vrac vers les États-Unis.

GM-GMST : 2 350 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> livrés en vrac vers l'Ontario.

- 16. Références :**
- (i) Pièce B-0081, p. 2;
  - (ii) R-3831-2012, pièce B-0066, p. 2;
  - (iii) R-3782-2011, pièce B-0056, p. 2.

**Préambule :**

(i)

**COÛTS DU PROJET (\$)**

Description	Budget initial (1)	Réel au 30 septembre 2013 (2)	Total projection finale 3 (=2)	Écart 4 (3-1)
Mise à niveau des deux réservoirs de GNL par CB&I Horton	3 850 000	4 538 835	4 538 835	688 835
Travaux électriques et de programmation au DCS (système de contrôle distribué)	190 000	82 078	82 078	(107 922)
Location de grue, travaux de revêtement	365 000	847 350	847 350	482 350
Azote, gaz naturel, gardien de sécurité, roulottes	201 000	321 576	321 576	120 576
Main-d'oeuvre de Gaz Métro et pièces de rechange	220 000	59 662	59 662	(160 338)
Protection incendie	0	115 000	115 000	115 000
Contingence	724 000	0	0	(724 000)
<b>Sous-total</b>	<b>5 550 000</b>	<b>5 964 501</b>	<b>5 964 501</b>	<b>414 501</b>
Frais généraux (15,93 %)	884 115	950 145	950 145	66 030
<b>TOTAL</b>	<b>6 434 115</b>	<b>6 914 646</b>	<b>6 914 646</b>	<b>480 531</b>

(ii) « L'augmentation des coûts du projet par rapport aux prévisions du 30 septembre 2011 s'explique principalement de deux façons. Certains travaux de chantier du réservoir 80A ont dû commencer un mois plus tôt que prévu afin qu'ils puissent être terminés à temps pour les phases de purges (azote et gaz naturel), de refroidissement et de liquéfaction. De plus, ces travaux se sont déroulés sur une période supplémentaire entraînant une

*augmentation des coûts de main-d'œuvre de l'entrepreneur. D'autre part, les travaux d'isolation ont été sous-estimés. Contrairement au réservoir 80B, le réservoir 80A comprend des lignes de remplissage et de recirculation. Ces lignes ont été beaucoup plus coûteuses que prévu à isoler. »*

(iii) « Par rapport au projet initial déposé à la Régie, un système à poudre par réservoir de GNL a été ajouté afin d'apporter la protection incendie appropriée pour les événements des nouvelles soupapes. Cet ajout, au montant de 120 000 \$ constitue une part de l'écart anticipé illustré au tableau de suivi budgétaire. »

**Demandes :**

16.1 En se basant sur les références (i) et (ii), veuillez préciser l'augmentation des coûts du réservoir 80A selon les volets :

16.1.1. Durée des travaux : Veuillez indiquer quelle durée des travaux était initialement prévue pour le réservoir 80A et quelle durée fut finalement nécessaire afin de compléter les travaux.

**Réponse :**

Tel que mentionné initialement dans le dossier du projet d'investissement R-3729-2010, Gaz Métro-1, Document 1, page 8, lignes 3 à 6, les travaux de mise à niveau des réservoirs se sont échelonnés entre les mois de mars et septembre 2011 pour le réservoir B, et entre les mois de mars à septembre 2012 pour le réservoir A. En 2011, lors de la réalisation des travaux sur le réservoir B, par l'entrepreneur CB&I, après la mise hors service du réservoir en mars, Gaz Métro a débuté les travaux au début avril avec une petite équipe et poursuivi avec l'équipe complète le 26 avril pour terminer les travaux à la date limite, soit le 22 juillet, afin de permettre le remplissage du réservoir de GNL avant la période hivernale. Pour nous permettre de réaliser les travaux dans cette courte période, Gaz Métro a fait du temps supplémentaire, ce qui a occasionné des dépassements de coûts. En 2012, considérant l'apprentissage des travaux du réservoir B et que les travaux sur le réservoir A nécessitaient d'installer des lignes de remplissage et de recirculation, Gaz Métro a débuté les travaux avec l'équipe complète dès le 2 avril, soit trois semaines plus tôt que l'année précédente. Malgré cette décision, considérant l'envergure des travaux, les équipes de Gaz Métro ont travaillé en temps supplémentaire afin de rencontrer la date limite, fin juillet, pour le remplissage du réservoir A de GNL. Ces travaux additionnels ont occasionné des dépassements de coûts prévus au budget.

16.1.2. Travaux d'isolation : Veuillez fournir le budget initialement prévu (travaux, main-d'œuvre, ingénierie, etc.) afin de compléter l'isolation du réservoir 80A et les coûts totaux finaux afin de compléter ces dits travaux. Veuillez fournir quels éléments expliquent la sous-estimation de ces coûts.

**Réponse :**

Lors de l'ingénierie détaillée du projet, Gaz Métro a constaté que le processus de mise hors service, soit l'isolement des réservoirs (plus particulièrement l'aspect sécurité, soit de déconnecter les lignes de procédé du réservoir), nécessiterait beaucoup plus d'activités qu'anticipées lors de la phase d'estimation des coûts. Des activités telles que l'enlèvement des vannes et l'installation de brides pleines à l'entrée des réservoirs afin d'accroître la sécurité lors des travaux ont nécessité des travaux d'isolation (revêtement) additionnels. Ces activités additionnelles ont contribué à justifier le dépassement de coûts des travaux. De plus, les travaux d'isolation des lignes de remplissage et de recirculation ont été plus complexes que prévu, ce qui a également créé des coûts additionnels. Le tableau ci-dessous expose le budget initialement prévu afin de compléter les travaux de revêtement du réservoir L80A et les coûts totaux afin de compléter cesdits travaux.

Description	Budget initial (1)	Total projection finale (2)	Écart (2-1)
Réservoir L80A - location de grue	100 000 \$	185 058 \$	85 058 \$
Réservoir L80A - travaux de revêtement	82 500 \$	351 026 \$	268 526 \$
Réservoir L80B - location de grue	100 000 \$	147 533 \$	47 533 \$
Réservoir L80B - travaux de revêtement	82 500 \$	163 733 \$	81 233 \$
<b>Total location de grue et travaux de revêtement</b>	<b>365 000 \$</b>	<b>847 350 \$</b>	<b>482 350 \$</b>

- 16.2 À partir de la référence (iii), veuillez expliquer pourquoi la protection incendie n'a pas été initialement incluse dans le budget initial.

**Réponse :**

Lors de l'estimation des coûts du projet en 2010 (R-3729-2010), le système de protection incendie (extinction à poudre) pour chacun des événements des soupapes de sécurité n'a pas été prévu puisque, à cette époque, la phase d'ingénierie détaillée n'avait pas été réalisée. Cette situation a donc été corrigée lors de la phase d'ingénierie détaillée afin de se conformer aux exigences du code CSAZ276.

- 17. Références :** (i) Pièce B-0083, p. 1;  
(ii) R-3831-2012, pièce B-0068, p. 2.

**Préambule :**

(i)

<b>SUIVI BUDGÉTAIRE COÛTS GLOBAUX AU 30 SEPTEMBRE 2013 (\$)</b>			
	<b>Budget initial (1)</b>	<b>Réel au 30 septembre 2013 (2)</b>	<b>Écart (2-1)</b>
Coût de construction du bâtiment durable	1 440 000	1 592 131	152 131
Honoraires professionnels (architecte, ingénierie, environnement/arpent age)	208 150	190 645	(17 505)
<b>TOTAL</b>	<b>1 648 150</b>	<b>1 782 776</b>	<b>134 626</b>

(ii) « Comme indiqué dans le suivi au Rapport annuel au 30 septembre 2011, le contrat entre Gaz Métro et l'entrepreneur stipulait un partage des dépassements des coûts au-delà de 1,5 M\$ sur la base de 50 %/50 %. La facture totale étant de 1,53 M\$, Gaz Métro en a assumé 15 000 \$ . »

**Demandes :**

17.1 En se basant sur la référence (i) qu'elle était la contingence de ce projet?

**Réponse :**

Une contingence de 10 % était incluse à la rubrique « Construction du bâtiment durable », étant donné que seul le coût de construction était estimé et que tous les autres coûts étaient connus avant le dépôt du projet à la Régie.

17.2 Basé sur la référence (ii), veuillez confirmer la portion du dépassement des coûts qui sera assumée par Gaz Métro.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que le dépassement des coûts assumé par Gaz Métro est de 15 000 \$.

**18. Référence :** B-0084, p. 2.

**Préambule :**

	Budget initial (1)	Réel au 30 septembre 2013 (2)	Écart (2-1)
Ingénierie préliminaire et permis	76 000	120 498	44 498
Terrain	40 000	46 681	6 681
Arpentage et ingénierie	136 000	59 996	(76 004)
Matériaux conduite	497 900	468 573	(29 327)
Construction, branchement et gérance	2 190 707	1 794 714	(395 993)
Contingence	213 171	0	(213 171)
<b>Sous-total</b>	<b>3 153 778</b>	<b>2 490 462</b>	<b>(663 316)</b>
Frais généraux (12,94 %)	408 099	322 266	(85 833)
<b>Total global</b>	<b>3 561 877</b>	<b>2 812 728</b>	<b>(749 149)</b>
Contribution externe	(2 385 242)	(2 385 242)	0
<b>Total Gaz Métro</b>	<b>1 176 635</b>	<b>427 486</b>	<b>(749 149)</b>

**Demande :**

18.1 En utilisant le tableau cité en référence, veuillez fournir la méthodologie de calcul des frais généraux imputés aux projets d'investissements en utilisant ce projet comme exemple.

**Réponse :**

Lors de la préparation du budget, Gaz Métro établit un taux de capitalisation de ses dépenses d'opération et de sa main-d'œuvre interne. En réponse à une demande de renseignement de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro présentait la méthode utilisée pour établir le taux de capitalisation de sa main-d'œuvre interne (R-3837-2013, B-0322, Gaz Métro-19, Document 2, pages 46-47, réponse à la question 19.2).

Le taux de capitalisation correspond donc à : heures imputées au capital / heures productives.

Par la suite, le montant annuel des frais généraux capitalisés prévus est déterminé. Il correspond à la somme de :

⇒ Dépenses d'opération<sup>16</sup> par centre de coûts X Taux de capitalisation du centre de coûts.

Finalement, un taux annuel de frais généraux capitalisé est établi :

⇒ \$ Frais généraux capitalisés prévus + 20 % de l'amortissement capitalisés des véhicules Investissements prévus

La preuve du projet d'investissement d'extension de réseau – Saint-Denis-sur-Richelieu a été soumise à la Régie le 12 juillet 2011. Le taux de frais généraux capitalisés utilisé au cours de l'année financière 2011, basé sur les données budgétaires 2011, était de 12,94 %. Lors de l'estimation du projet, le montant de frais généraux a été déterminé en appliquant ce taux de frais généraux au budget du projet :

Budget initial :	3 153 778 \$
(avant frais généraux et contribution client)	X
Taux de frais généraux :	<u>12,94 %</u>
<b>Frais généraux</b>	<b>408 099 \$</b>

- 19. Références :** (i) B-0086, p. 1;  
(ii) B-0086, p. 3.

**Préambule :**

(i) « *Le client désire toujours utiliser le gaz naturel, mais veut pour l'instant prioriser d'autres investissements à la contribution requise pour la rentabilisation du projet. Le tout est donc à nouveau reporté jusqu'à l'été 2014.* »

---

<sup>16</sup> Pour les centres de coûts pour lesquels les heures de main-d'œuvre sont capitalisées aux projets d'investissement via un taux standard, Gaz Métro exclut la main-d'œuvre interne.

(ii)

SUIVI BUDGÉTAIRE PROJECTION DES COÛTS GLOBAUX AU 30 SEPTEMBRE 2013 (\$)					
	Budget initial	Réel au 30 septembre 2013	Projeté	Total projection finale (4=2+3)	Écart (5=4-1)
	(1)	(2)	(3)	(4=2+3)	(5=4-1)
Ingénierie préliminaire et permis	100 800	168 672	53 328	222 000	121 200
Terrain	69 000	14 161	132 339	146 500	77 500
Arpentage et ingénierie	258 600	174 678	81 322	256 000	(2 600)
Matériaux conduite	1 668 950	0	1 875 822	1 875 822	206 872
Construction, branchement et gérance	5 832 475	511	6 240 896	6 241 407	408 932
Frais de réservation du tuyau	0	90 471	0	90 471	90 471
Contingence	792 963	0	874 173	874 173	81 190
<b>Sous-total</b>	<b>8 722 808</b>	<b>448 493</b>	<b>9 257 880</b>	<b>9 706 373</b>	<b>983 565</b>
Frais généraux (9 %) <sup>1</sup>	785 053	32 222	833 209	865 431	80 378
<b>Total</b>	<b>9 507 861</b>	<b>480 715</b>	<b>10 091 089</b>	<b>10 571 804</b>	<b>1 063 943</b>
Contribution externe	(5 043 000)	0	(4 709 285)	(4 709 285)	333 715
Remboursement des coûts	0	(478 943)	(1 772)	(480 715)	(480 715)
<b>Total Gaz Métro</b>	<b>4 464 861</b>	<b>1 772</b>	<b>5 380 032</b>	<b>5 381 804</b>	<b>916 943</b>

**Demandes :**

19.1 Tel que cité en référence (i), veuillez indiquer si le début de la construction prévue pour l'été 2014 sera respecté?

**Réponse :**

Québec Lithium inc. a conclu un nouveau contrat avec Gaz Métro au début mars 2014 pour la desserte des installations de la mine en gaz naturel (voir annexe 6). Le contrat prévoit la mise en gaz des installations pour le mois de novembre 2014. Les travaux débiteront au mois de juin 2014.

19.2 Le dépassement de coûts de 983 565 \$ détaillé en référence (i), est-il dû exclusivement au report du projet? Sinon, veuillez détailler et expliquer quels coûts ont été causés par le report du projet. Veuillez préciser si le dépassement de coûts causés par le report du projet sera assumé à 100 % par le client. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

**Réponse :**

Gaz Métro informe la Régie que les coûts du projet ont été réévalués préalablement à la signature du nouveau contrat. Le tableau suivant présente la répartition des coûts.



<b>PROJECTION DES COÛTS GLOBAUX</b>			
(\$)			
	<b>Budget initial</b>	<b>Projection finale</b>	<b>Écart</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(2-1)</b>
Ingénierie préliminaire et permis	100 800	220 000	119 200
Terrain	69 000	160 500	91 500
Arpentage et ingénierie	258 600	280 000	21 400
Matériaux conduite	1 668 950	1 881 822	212 872
Construction, branchement et gérance	5 832 475	6 482 685	650 210
Frais de réservation du tuyau	0	90 471	90 471
Contingence	792 983	676 876	(116 107)
<b>Sous-total</b>	<b>8 722 808</b>	<b>9 792 354</b>	<b>1 069 546</b>
Frais généraux (9 %) <sup>17</sup>	785 053	873 169	88 116
<b>Total</b>	<b>9 507 861</b>	<b>10 665 523</b>	<b>1 157 662</b>
Contribution externe	(5 043 000)	(4 227 600)	815 400
Remboursement des coûts	0	(478 943)	(478 943)
<b>Total Gaz Métro</b>	<b>4 464 861</b>	<b>5 958 980</b>	<b>1 494 119</b>

La majorité de l'augmentation des coûts (64 %) est due au report du projet en 2014. Ce montant est estimé à 681 573 \$, sur une augmentation totale des coûts du projet avant les frais généraux de 1 069 546 \$. Bien que la planification du projet n'était pas complétée lors de sa mise en veille, la réactualisation du projet a obligé une revue complète de toutes les activités menant à la mise en chantier. Ce volet est estimé à 60 000 \$. Une provision de 212 872 \$ a été ajoutée afin d'anticiper une augmentation du coût des matériaux et du transport. L'entrepreneur a majoré sa soumission d'un montant de 318 230 \$. Finalement, la réservation des tuyaux d'acier chez le fournisseur pendant une période de deux mois, avant le report du projet, a coûté 90 471 \$.

La prévision de coût final du projet indique un dépassement total des coûts de 1,2 M\$, incluant les frais généraux. La contribution financière du client sera moindre que celle établie lors du budget initial du projet. Cependant, cet écart de coût et la diminution de la contribution du client ne menacent pas la rentabilité du projet puisque le client a souscrit à de nouvelles obligations minimales annuelles (voir annexe 6). Lorsque le client a avisé Gaz Métro qu'il était prêt à redémarrer le projet et à utiliser le gaz naturel, Gaz Métro a

<sup>17</sup> Les frais généraux de 9 % ne s'appliquent pas sur les frais de réservation du tuyau.

recalculé le montant de contribution requis en fonction du dépassement de coûts et des nouveaux volumes prévus à son contrat afin de conserver la rentabilité initiale du projet, soit un TRI de 7,52 % (voir annexe 7). Le dépassement des coûts causés par le report du projet sera assumé à 100 % par le client par sa contribution et ses obligations contractuelles.

Il est à noter que la contribution du client mentionnée au contrat est de 4 709 789 \$. Elle correspond à la somme des rubriques « Contribution externe » et « Remboursement des coûts » du tableau ci-dessus, à laquelle s'ajoutent des frais d'intérêt de 3 246 \$ payés par le client lors de l'arrêt du projet. Dans l'analyse financière présentée à l'annexe 7, les coûts de réservation du tuyau de 90 471 \$ ne sont pas inclus dans le montant de contribution.

19.3 Veuillez fournir un tableau de rentabilité, incluant :

- 19.3.1. la valeur actuelle de l'effet sur les tarifs;
- 19.3.2. le taux de rendement interne;
- 19.3.3. le point mort tarifaire.

**Réponse :**

Une analyse financière détaillée à la suite de la signature du nouveau contrat est présentée à l'annexe 7.

Le tableau de rentabilité est le suivant :

Contribution tarifaire 5 ans	(1 780 212)
Contribution tarifaire 40 ans	(1 543 558)
TRI	7,52 %
Point mort tarifaire	1 an

**20. Référence :** B-0086, p. 4.

**Préambule :**

*« En ce qui a trait au dépassement des coûts anticipés de 829 900 \$ pour l'enlèvement et l'installation des supports, il s'explique, entre autres, par le fait que l'enlèvement des supports requiert plus d'étapes et plus de main-d'œuvre que ce qui avait été prévu au budget initial, car les supports sont soudés en place en plus d'être boulonnés à la structure. »*

**Demande :**

20.1 Veuillez expliquer si lors de l'établissement du budget, *enlèvement et installation des supports*, Gaz Métro savait si les supports étaient soudés en plus d'être boulonnés à la structure?

**Réponse :**

Gaz Métro n'était pas au courant que les supports étaient soudés et boulonnés à la structure. Les informations qu'elle avait à ce moment étaient à l'effet que les supports étaient seulement boulonnés.

**21. Références :** (i) Pièce B-0088, p. 5;  
(ii) Dossier R-3809-2012, phase 2, D-2013-106.

**Préambule :**

(i) *« Conséquemment, tel qu'il a été expliqué à Gaz Métro, le gouvernement n'a pas inscrit comme passif la part du CFR qu'il devrait éventuellement assumer advenant que le Projet ne se réalise pas. Dit autrement, Gaz Métro poursuit avec le gouvernement certaines démarches visant la desserte de la région. Il ne serait donc pas indiqué de voir Gaz Métro disposer de sa part éventuelle du CFR puisqu'il importe d'harmoniser le traitement des sommes assumées par la clientèle à celles assumées par le gouvernement du Québec.*

*Les discussions actuelles nous portent à croire que des choix sur le modèle de desserte de la région pourraient être faits dans les prochains mois par les différents acteurs impliqués, dont le gouvernement, ce qui impliquerait un impact sur le statut du Projet. Gaz Métro propose donc que soit maintenu, pour l'instant, le CFR et que la proposition de disposition soit reportée à la Cause tarifaire 2015.*

*D'ici à sa disposition, les frais portés au CFR seront évidemment tenus au minimum requis pour la poursuite des échanges avec le gouvernement. Ils seront maintenus hors base et porteront intérêt au taux autorisé de la base de tarification. »*

(ii) « [518] En conséquence, afin de ne pas pénaliser indûment la clientèle actuelle, la Régie envisage, pour les années 2014 et suivantes, l'utilisation d'un taux de financement inférieur au taux habituel. Elle anticipe également qu'il serait opportun de disposer rapidement des sommes incluses à ce CFR qui seront assumées par la clientèle de Gaz Métro (25 % du montant), dans un délai raisonnable d'au plus trois ans. »

**Demandes :**

21.1 En posant l'hypothèse qu'il est possible, pour fins réglementaires, de récupérer les sommes incluses dans le CFR sur une durée différente du traitement retenu par le gouvernement, veuillez élaborer sur la valeur ajoutée pour la clientèle d'harmoniser le traitement des sommes avec le traitement retenu par le gouvernement, particulièrement dans la mesure où ce choix entraîne des coûts de financement additionnels.

**Réponse :**

À ce jour, Gaz Métro poursuit ses démarches avec le gouvernement relativement à la desserte en gaz naturel de la Côte-Nord. L'intérêt pour le projet est ravivé par la volonté du nouveau gouvernement de poursuivre le développement du Plan Nord.

Advenant la réalisation du projet de Gaz Métro, la portion assumée par la clientèle des sommes investies jusqu'à maintenant pourra être combinée aux coûts de réalisation du projet et ainsi bénéficier d'une période d'amortissement étendue. Cet étalement dans le temps permettrait de minimiser les impacts tarifaires pour la clientèle.

La desserte de la Côte-Nord contribuera aussi à l'ajout de nouveaux clients établis dans cette région, ce qui réduira également l'impact tarifaire marginal pour chacun des clients de Gaz Métro.

21.2 Veuillez élaborer sur votre évaluation des choix du modèle de desserte de la Côte-Nord.

**Réponse :**

Gaz Métro est toujours à évaluer et analyser les différents modèles de desserte de la Côte-Nord en gaz naturel. Les deux options à l'étude sont par gazoduc ou par un autre moyen (camion, bateau) de transporter du GNL sur la Côte-Nord permettant d'alimenter dans un premier temps certains clients.

21.3 Veuillez élaborer sur le taux de financement annoncé dans la preuve à la lumière de la référence (ii) portant sur l'utilisation d'un taux de financement inférieur au taux habituel.

**Réponse :**

Gaz Métro comprend que la Régie se questionne sur l'utilisation potentielle d'un taux de financement inférieur au taux habituel pour le CFR Côte-Nord et ce, afin de ne pas pénaliser indûment la clientèle actuelle.

Rappelons brièvement les principes sur lesquels s'appuie le calcul du taux de financement utilisé. L'établissement du taux moyen du coût en capital qui est appliqué à la base tarifaire, moyenne 13 soldes, afin d'établir le bénéfice net réglementé servant à établir les tarifs découle de la structure de capital (somme de la dette et de l'équité pour financer autant les éléments composant la base tarifaire que ceux hors base) et du coût de chacun des outils qui la compose. La pièce B-0035, Gaz Métro-7, Document 1 présente le détail de ce calcul.

De plus, la pièce B-0033, Gaz Métro-6, Document 6 présente la conciliation entre les éléments de la structure de capital et de la base tarifaire. Il ressort clairement de cette pièce que les éléments de la structure servent à financer à la fois les composantes de la base tarifaire, les éléments hors base et le fonds de roulement. Voici un extrait tiré de cette pièce à la page 4, ligne 20.

		BT moyenne 13 soldes
		(,000\$)
<b>BT moyenne 13 soldes</b>	Col. 2	<u>1 837 496 \$</u>
<b>Ventilation de l'écart entre la BT et la SC</b>		
Éléments hors base	Col. 6	73 766 \$
Fonds de roulement	Col. 7 + Col. 8	<u>(60 387) \$</u>
<b>SC moyenne 13 soldes</b>	Col. 3	<u>1 850 875 \$</u>

BT: Base de tarification

SC: Structure de capital

Conformément à la décision D-90-25 de la Régie, l'établissement du taux moyen du coût en capital se fait à partir de la structure de capital totale réelle en appliquant les poids relatifs présumés retenus par la Régie soit : 54 % de dette, 7,5 % d'actions privilégiées et 38,5 % d'actions ordinaires.

Ainsi, historiquement, le taux moyen du coût en capital a toujours été utilisé autant pour établir le coût découlant du maintien de la base tarifaire (bénéfice net réglementé) que celui capitalisé sur les comptes de frais reportés hors base. Notons au passage que c'est tout à fait cohérent avec le fait que la structure de capital est gérée globalement sans distinction entre les éléments qui sont de nature plus court terme (CFR récupérés généralement plus rapidement dans les tarifs) de ceux qui sont de nature long terme (immobilisations).

Tous les éléments de la base de tarification portent rendement au taux moyen du coût en capital, les immobilisations comme les actifs/passifs réglementaires. Si Gaz Métro retient la proposition de la Régie, un taux distinct d'intérêt s'appliquerait au CFR Côte-Nord lorsqu'il est maintenu hors base mais, au moment de son intégration dans la base de tarification, il porterait intérêt au taux moyen du coût en capital. Comment expliquer cette distinction?

Advenant que la Régie décide d'attribuer des outils de financement spécifiques pour certains actifs, cela aura directement pour conséquence de changer le taux moyen du coût en capital applicable aux actifs financés par le résiduel des outils. En effet, de la structure globale, l'outil assigné au financement du projet Côte-Nord sera retiré, laissant une pondération résiduelle des outils de financement différente de celle globale. L'exemple qui suit permet d'illustrer la situation et de conclure que cette situation est par conséquent neutre pour les clients.

	Gestion globale de la structure de capital					Gestion différenciée de la structure de capital							
	Struct. DAQ- rapport annuel 2013 (,000\$)	Coût des outils		Coût en capital de base autorisé- Base et hors base	Coût total pour les clients (,000\$)	Projet Côte- Nord (,000\$)	Struct. Daq- base (,000\$)	Répartition par outil de struct. DAQ- Base	Coût des outils	Coût en capital de base autorisé- Base	Coût de financement du projet Côte Nord (,000\$)	Coût base (,000\$)	Coût total pour les clients (,000\$)
Dette Ct	99 444	5,4%	1,87%	0,11%	1 862	12 869	86 575	4,7%	1,87%	0,09%	243	1 619	1 862
Dette LT	900 029	48,6%	6,93%	3,37%	62 381		900 029	49,0%	6,93%	3,39%	-	62 381	62 381
Équité privilégiée	138 816	7,5%	6,14%	0,46%	8 518		138 816	7,6%	6,14%	0,46%	-	8 518	8 518
Équité ordinaire	712 587	38,5%	8,90%	3,43%	63 420		712 587	38,8%	8,90%	3,45%	-	63 420	63 420
	1 850 876			7,37%	136 181	12 869	1 838 007		7,40%		243	135 938	136 181

Agir autrement aurait pour conséquence de pénaliser indument le distributeur qui aurait, de bonne foi, financé les actifs réglementaires selon la structure prescrite. Ainsi, pour l'ensemble de ces raisons, Gaz Métro ne croit pas requis que la Régie change le taux de financement de ce compte de frais reportés.

Dans sa lettre du 20 décembre 2013, la Régie demandait à Gaz Métro, comme elle l'a fait pour Gazifère dans sa décision D-2014-191 et pour Hydro-Québec dans sa décision D-2014-037, de se prononcer sur l'approche à retenir pour la rémunération de l'ensemble des comptes de frais reportés. Ce sujet sera donc abordé plus amplement par Gaz Métro, dans le dossier tarifaire 2015.

- 22. Références :** (i) B-0090, p. 1.  
(ii) Gazette Officiel du Québec, 16 avril 2014, Décret D-346-2014.

**Préambule :**

(i) « *De plus, Gaz Métro est en attente d'une décision du Bureau d'audience publique en environnement (« BAPE ») quant à la tenue possible d'une audience publique sur le projet. Une décision à ce sujet est attendue vers la fin janvier 2014.* »

**Demandes :**

22.1 À la suite du décret D-346-2014 cité en référence (ii), veuillez préciser l'impact sur l'échéancier et sur les coûts du projet.

**Réponse :**

Le décret D-346-2014, publié dans la Gazette officielle du 16 avril 2014, ordonne qu'un certificat d'autorisation soit délivré à Gaz Métro afin de lui permettre de réaliser le projet de reconstruction du gazoduc dans l'emprise routière de l'autoroute 40. L'émission de ce décret, à la suite de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, fait en sorte que Gaz Métro sera en mesure d'obtenir un certificat d'autorisation et pourra ainsi débiter ses travaux au mois de mai 2014, selon l'échéancier privilégié. Le fait de débiter les travaux en mai permettra à Gaz Métro de coordonner ses travaux avec ceux de l'entrepreneur du MTQ, ce qui aura pour effet de minimiser les impacts sur l'environnement. L'émission de ce décret n'a donc aucun effet sur l'échéancier et les coûts du projet.

- 23. Références** (i) B-0092, p. 1;  
(ii) B-0092, p. 2;  
(iii) B-0092, p. 4.

**Préambule :**

(i) « *Au début de l'été 2013, un groupe de résidents du rang Eusèbe Simard a exprimé certaines préoccupations à l'égard d'un segment du tracé le long de la rivière Ashuapmuhuan. Une étude confiée à une firme externe a révélé l'état d'érosion avancé des berges à deux endroits spécifiques. Afin d'assurer l'intégrité de son réseau à long terme, Gaz Métro a convenu de suivre un tracé alternatif pour contourner les segments des berges dont l'érosion était considérée plus critique.* »

(ii) « *Gaz Métro indiquait aussi que cet écart de coût ne menace pas la rentabilité du projet puisque le client a souscrit à de nouvelles obligations minimales annuelles.* »

(iii) « *La contingence du coût du projet, établie à 7 % au budget initial, a aussi été revue à la baisse pour être fixée à 5 %.* »

**Demandes :**

23.1 Veuillez expliquer quels sont les critères qui permettent d'identifier si une caractérisation des sols sera effectuée dans un projet d'investissement donné.

**Réponse :**

Gaz Métro effectue une caractérisation des sols le long du tracé de la conduite dans tous les projets d'investissement où la portion des travaux d'excavation est un élément important dans l'ensemble du projet. Ces sondages permettent d'identifier la présence de roc et d'en estimer les quantités approximatives, l'enlèvement du roc étant une composante significative dans le coût d'un projet.

L'étude de caractérisation des sols se limite à l'emplacement où Gaz Métro prévoit installer la conduite et ne permet pas de poser un diagnostic sur la stabilité des berges d'une rivière que la conduite pourrait longer à plusieurs mètres de distance. Cette connaissance spécifique du milieu fait habituellement partie des informations qui sont transmises à Gaz Métro lors de la planification du projet, par les autorités responsables de la gestion des emprises publiques. Dans ce cas, cette problématique n'a pas été transmise à Gaz Métro.

23.2 Veuillez indiquer si une recherche, quant au tracé, avait été effectuée auprès de la municipalité de Saint-Félicien. Si oui, veuillez fournir les résultats de cette démarche.

**Réponse :**

L'identification du tracé a été effectuée en plusieurs étapes. Dans un premier temps, une visite a été faite sur le terrain afin d'identifier un corridor où la conduite pourrait être installée et de localiser les contraintes visuelles apparentes. Par la suite, le tracé retenu a fait l'objet d'investigations plus précises en tenant compte des autres services publics déjà présents dans l'emprise publique et des éléments de difficulté déjà relevés.

À cette étape, la Ville de Saint-Félicien et le ministère des Transports du Québec ont été consultés et des échanges d'informations ont été faits avec ces derniers tout au long de la planification de façon à valider le tracé potentiel. La dernière étape a consisté à faire la mise en plan du tracé et présenter cette proposition aux autorités publiques à des fins d'approbation. Gaz Métro avait reçu une résolution du conseil de la ville de Saint-Félicien



et une permission de voirie du ministère des Transports du Québec, lesquelles confirmaient l'approbation du tracé.

- 23.3 Veuillez préciser quel est l'élément déclencheur qui détermine l'embauche d'une firme externe pour effectuer une étude de caractérisation des sols.

**Réponse :**

La nature des travaux et le risque associé à la composition des sols sont pris en considération pour déterminer le niveau de détail de l'information recherchée. Si Gaz Métro ne possède pas d'études faites antérieurement par elle-même ou par d'autres utilités, qui pourraient être utilisées, Gaz Métro commande une étude spécifique de caractérisation des sols pour un projet donné.

- 23.4 Veuillez détailler sur les 5 dernières années, le nombre de projets d'investissements qui ont nécessité une caractérisation des sols sur le nombre total de projets.

**Réponse :**

Vingt-trois projets d'investissement ont été réalisés au cours des cinq dernières années. De ce nombre, sept n'étaient pas liés à des installations de conduite (projets informatiques, disposition de compresseurs ou projets pour les bureaux d'affaires et le siège social) et trois projets concernaient des conduites déjà existantes ou travaux hors terre. Pour tous les autres projets (au nombre de treize), une caractérisation de la nature des sols a été produite en tout ou en partie selon les besoins.

- 23.5 Veuillez déposer le nouveau contrat cité en référence (ii).

**Réponse :**

Les nouveaux contrats cités en référence (ii) sont présentés à l'annexe 8.

- 23.6 Veuillez expliquer en fonction de quels critères qualitatifs la contingence a été revue à la baisse. Une fois ces critères déterminés, veuillez expliquer la méthodologie employée afin de traduire ces critères qualitatifs en une baisse de 2 % de la contingence.

**Réponse :**

L'estimation de la contingence fait l'objet d'une analyse de probabilité de respect du coût global du projet à l'aide du logiciel @Risk. L'analyse consiste à évaluer la probabilité

d'un écart de coût à la hausse et à la baisse pour chacune des activités du projet (ingénierie, arpentage, matériaux, construction, etc.). Cette probabilité est déterminée en tenant en compte du risque associé à chaque activité selon la quantité et la qualité des informations dont Gaz Métro dispose. À titre d'exemple, Gaz Métro peut comparer le prix de certains éléments de projets réalisés antérieurement pour lesquels Gaz Métro juge qu'ils sont une référence acceptable.

Le logiciel calcule ensuite la contingence qui permet de respecter l'estimation finale avec une probabilité de 85 % (P85).

Dans le cas de Fibrek, la contingence a été établie au départ à 7 %. La portion des travaux faits par l'entrepreneur général représentait 68 % du coût total du projet. Lorsque Gaz Métro a réestimé le projet Fibrek avec le tracé alternatif, les prix des soumissions des entrepreneurs étaient connus. Ces informations ont permis à Gaz Métro de réduire le risque associé au coût des travaux. Ainsi, Gaz Métro a diminué de 50 % le risque de dépassement du coût entrepreneur. En appliquant le calcul suivant  $(68 \% \times 50 \%) \times 7 \%$ , nous obtenons 2,4 % d'où il a été convenu une diminution globale de la contingence de 2 %.

23.7 En utilisant le tableau cité en référence, veuillez fournir la méthodologie de calcul des contingences imputées aux projets d'investissements en utilisant ce projet comme exemple.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse fournie à la question 23.6.

**24. Référence :** Pièce B-0122.

**Préambule :**

Lors de la rencontre du 30 janvier 2014, Gaz Métro présente le rapport annuel au 30 septembre 2013 dont la liste des participants est présentée en référence.

Le 6 février suivant, Gaz Métro a transmis aux participants un document d'explications additionnelles permettant de répondre aux questions soulevées lors de cette rencontre.

**Demande :**

24.1 Veuillez déposer en preuve le document d'explications additionnelles.

**Réponse :**

Le document d'information faisant suite à la rencontre du 30 janvier 2014 au siège social de Gaz Métro est joint à l'annexe 9.



**Injection Usine LSR - 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

<b>Jour</b>	<b>oct-12</b>	<b>nov-12</b>	<b>déc-12</b>	<b>janv-13</b>	<b>févr-13</b>	<b>mars-13</b>	<b>avr-13</b>	<b>mai-13</b>	<b>juin-13</b>	<b>juil-13</b>	<b>août-13</b>	<b>sept-13</b>	<b>Total</b>
<b>1</b>	303	319	318	0	0	0	0	0	0	325	312	301	
<b>2</b>	330	313	295	0	0	0	0	0	0	308	312	318	
<b>3</b>	310	321	281	0	0	0	0	0	0	266	312	298	
<b>4</b>	296	313	286	0	0	0	0	0	0	307	326	326	
<b>5</b>	305	346	328	0	0	0	0	0	0	320	312	334	
<b>6</b>	321	319	330	0	0	0	0	0	0	304	331	312	
<b>7</b>	314	301	112	0	0	0	0	0	0	309	312	307	
<b>8</b>	330	294	237	0	0	0	0	0	0	322	320	334	
<b>9</b>	291	310	237	0	0	0	0	0	0	308	304	315	
<b>10</b>	310	332	223	0	0	0	0	0	0	278	326	296	
<b>11</b>	340	259	270	0	0	0	0	0	199	321	320	323	
<b>12</b>	334	304	237	0	0	0	0	0	285	337	298	307	
<b>13</b>	223	306	245	0	0	0	0	0	275	292	318	326	
<b>14</b>	294	314	253	0	0	0	0	0	336	327	323	326	
<b>15</b>	308	309	93	0	0	0	0	0	293	318	312	260	
<b>16</b>	321	324	0	0	0	0	0	0	298	296	329	323	
<b>17</b>	290	316	0	0	0	0	0	0	304	316	345	315	
<b>18</b>	295	309	0	0	0	0	0	0	302	281	296	326	
<b>19</b>	297	300	0	0	0	0	0	0	319	294	318	334	
<b>20</b>	305	300	0	0	0	0	0	0	292	311	315	285	
<b>21</b>	312	273	0	0	0	0	0	0	277	325	268	301	
<b>22</b>	335	289	0	0	0	0	0	0	354	301	260	328	
<b>23</b>	300	316	0	0	0	0	0	0	293	298	274	287	
<b>24</b>	296	255	0	0	0	0	0	0	318	340	320	315	
<b>25</b>	330	310	0	0	0	0	0	0	294	323	298	331	
<b>26</b>	324	330	0	0	0	0	0	0	314	296	315	314	
<b>27</b>	308	357	0	0	0	0	0	0	309	307	331	320	
<b>28</b>	281	302	0	0	0	0	0	0	285	315	326	315	
<b>29</b>	302	354	0	0		0	0	0	323	329	309	284	
<b>30</b>	253	339	0	0		0	0	0	326	326	312	323	
<b>31</b>	298		0	0		0	0	0		307	329		
<b>Total</b>	<b>9 458</b>	<b>9 334</b>	<b>3 743</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5 995</b>	<b>9 606</b>	<b>9 684</b>	<b>9 383</b>	<b>57 204</b>



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Retrait Usine LSR - 1<sup>er</sup> octobre 2012 au 30 septembre 2013 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
01-oct-12	0	0	28	28
02-oct-12	0	0	17	17
03-oct-12	5	0	0	5
04-oct-12	0	0	38	38
05-oct-12	22	0	0	22
06-oct-12	14	0	0	14
07-oct-12	0	0	36	36
08-oct-12	0	0	0	0
09-oct-12	11	0	0	11
10-oct-12	27	0	0	27
11-oct-12	0	0	30	30
12-oct-12	5	0	0	5
13-oct-12	5	0	0	5
14-oct-12	0	0	38	38
15-oct-12	8	0	0	8
16-oct-12	11	0	0	11
17-oct-12	0	0	23	23
18-oct-12	0	0	23	23
19-oct-12	14	0	0	14
20-oct-12	19	0	0	19
21-oct-12	0	0	43	43
22-oct-12	11	0	0	11
23-oct-12	0	0	22	22
24-oct-12	0	0	18	18
25-oct-12	8	0	19	28
26-oct-12	0	0	0	0
27-oct-12	14	0	0	14
28-oct-12	0	0	36	36
29-oct-12	33	0	0	33
30-oct-12	3	0	13	15
31-oct-12	0	0	41	41
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-nov-12	12	0	0	12
02-nov-12	8	0	0	8
03-nov-12	11	0	0	11
04-nov-12	0	0	19	19
05-nov-12	0	0	39	39
06-nov-12	0	0	0	0
07-nov-12	0	0	21	21
08-nov-12	0	0	27	27
09-nov-12	8	0	0	8
10-nov-12	0	0	0	0
11-nov-12	0	0	0	0
12-nov-12	0	0	18	18
13-nov-12	14	0	17	31
14-nov-12	0	0	31	31
15-nov-12	0	0	26	26
16-nov-12	5	0	0	5
17-nov-12	0	0	0	0
18-nov-12	0	0	34	34

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
19-nov-12	22	0	0	22
20-nov-12	22	0	0	22
21-nov-12	0	0	20	20
22-nov-12	27	0	0	27
23-nov-12	38	0	22	60
24-nov-12	3	0	21	23
25-nov-12	22	0	0	22
26-nov-12	0	0	25	25
27-nov-12	0	0	0	0
28-nov-12	0	0	44	44
29-nov-12	8	0	19	27
30-nov-12	0	0	-4	-4
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-déc-12	0	596	0	596
02-déc-12	0	0	47	47
03-déc-12	0	0	0	0
04-déc-12	22	0	0	22
05-déc-12	0	0	47	47
06-déc-12	0	0	0	0
07-déc-12	22	0	0	22
08-déc-12	20	0	41	61
09-déc-12	16	0	0	16
10-déc-12	27	0	0	27
11-déc-12	30	0	23	53
12-déc-12	30	0	47	77
13-déc-12	16	0	0	16
14-déc-12	11	0	0	11
15-déc-12	9	0	42	51
16-déc-12	33	0	0	33
17-déc-12	49	0	8	57
18-déc-12	53	0	20	74
19-déc-12	15	0	23	38
20-déc-12	30	0	0	30
21-déc-12	61	0	0	61
22-déc-12	30	0	23	53
23-déc-12	14	0	0	14
24-déc-12	3	0	20	23
25-déc-12	0	0	0	0
26-déc-12	8	0	0	8
27-déc-12	41	0	16	57
28-déc-12	14	0	4	17
29-déc-12	35	0	0	35
30-déc-12	14	0	0	14
31-déc-12	44	0	0	44
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-janv-13	22	0	25	46
02-janv-13	11	828	0	839
03-janv-13	30	1 449	0	1 479
04-janv-13	39	0	24	63
05-janv-13	8	0	0	8
06-janv-13	19	0	0	19
07-janv-13	16	0	22	38
08-janv-13	11	0	0	11



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
09-janv-13	37	0	47	84
10-janv-13	0	0	24	25
11-janv-13	35	0	14	49
12-janv-13	44	0	0	44
13-janv-13	49	0	0	49
14-janv-13	10	0	4	14
15-janv-13	31	0	15	46
16-janv-13	29	0	20	49
17-janv-13	1	0	13	14
18-janv-13	28	0	27	54
19-janv-13	68	0	0	68
20-janv-13	35	0	0	35
21-janv-13	24	861	44	929
22-janv-13	6	3 015	16	3 036
23-janv-13	9	4 564	0	4 573
24-janv-13	9	4 680	50	4 739
25-janv-13	19	1 665	0	1 683
26-janv-13	2	0	15	16
27-janv-13	11	0	0	11
28-janv-13	66	0	21	87
29-janv-13	35	0	0	35
30-janv-13	101	0	19	120
31-janv-13	23	0	18	41
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-févr-13	2	0	22	25
02-févr-13	3	0	0	3
03-févr-13	21	0	20	41
04-févr-13	20	0	18	38
05-févr-13	20	0	31	52
06-févr-13	3	0	0	3
07-févr-13	9	2 572	21	2 601
08-févr-13	20	2 442	0	2 462
09-févr-13	8	0	0	8
10-févr-13	38	0	0	38
11-févr-13	49	0	33	82
12-févr-13	38	0	0	38
13-févr-13	30	0	44	74
14-févr-13	19	0	0	19
15-févr-13	27	0	44	71
16-févr-13	16	0	0	16
17-févr-13	25	0	0	25
18-févr-13	14	0	0	14
19-févr-13	52	0	44	95
20-févr-13	24	1 263	20	1 307
21-févr-13	11	1 032	0	1 043
22-févr-13	5	0	50	55
23-févr-13	33	0	0	33
24-févr-13	25	0	0	25
25-févr-13	11	0	0	11
26-févr-13	17	0	16	33
27-févr-13	54	0	47	101
28-févr-13	41	0	0	41

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
01-mars-13	35	0	41	76
02-mars-13	22	0	0	22
03-mars-13	19	0	0	19
04-mars-13	19	0	0	19
05-mars-13	6	0	38	44
06-mars-13	8	0	0	8
07-mars-13	13	0	25	38
08-mars-13	18	0	37	55
09-mars-13	30	0	0	30
10-mars-13	44	0	0	44
11-mars-13	49	0	0	49
12-mars-13	36	0	41	76
13-mars-13	35	0	0	35
14-mars-13	19	0	35	55
15-mars-13	32	0	17	49
16-mars-13	14	0	0	14
17-mars-13	16	0	0	16
18-mars-13	11	0	13	25
19-mars-13	56	0	23	79
20-mars-13	39	0	35	74
21-mars-13	26	0	9	35
22-mars-13	20	0	40	60
23-mars-13	22	0	0	22
24-mars-13	25	0	0	25
25-mars-13	30	0	0	30
26-mars-13	31	0	37	68
27-mars-13	20	0	4	25
28-mars-13	2	0	23	25
29-mars-13	24	0	39	63
30-mars-13	25	0	0	25
31-mars-13	44	0	0	44
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-avr-13	41	0	0	41
02-avr-13	19	0	0	19
03-avr-13	7	0	37	44
04-avr-13	30	0	19	49
05-avr-13	23	0	40	63
06-avr-13	19	0	0	19
07-avr-13	49	0	0	49
08-avr-13	25	0	0	25
09-avr-13	13	0	22	35
10-avr-13	26	0	21	46
11-avr-13	12	0	18	30
12-avr-13	46	0	41	87
13-avr-13	33	0	0	33
14-avr-13	11	0	0	11
15-avr-13	16	0	0	16
16-avr-13	44	0	38	82
17-avr-13	2	0	9	11
18-avr-13	61	0	21	82
19-avr-13	50	0	45	96
20-avr-13	8	0	0	8

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
21-avr-13	3	0	0	3
22-avr-13	8	0	0	8
23-avr-13	50	0	38	87
24-avr-13	48	0	10	57
25-avr-13	17	0	40	57
26-avr-13	8	0	22	30
27-avr-13	11	0	0	11
28-avr-13	33	0	0	33
29-avr-13	41	0	22	63
30-avr-13	16	0	20	36
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-mai-13	19	0	38	57
02-mai-13	18	0	20	38
03-mai-13	40	0	34	74
04-mai-13	41	0	0	41
05-mai-13	22	0	0	22
06-mai-13	46	0	9	55
07-mai-13	34	0	18	52
08-mai-13	53	0	21	74
09-mai-13	10	0	23	33
10-mai-13	41	0	49	90
11-mai-13	41	0	0	41
12-mai-13	38	0	0	38
13-mai-13	8	0	8	16
14-mai-13	17	0	43	60
15-mai-13	58	0	48	107
16-mai-13	6	0	0	6
17-mai-13	22	0	43	65
18-mai-13	14	0	0	14
19-mai-13	30	0	0	30
20-mai-13	38	0	0	38
21-mai-13	49	0	25	74
22-mai-13	44	0	41	85
23-mai-13	16	0	0	16
24-mai-13	13	0	47	60
25-mai-13	25	0	0	25
26-mai-13	30	0	0	30
27-mai-13	19	0	20	38
28-mai-13	36	0	0	36
29-mai-13	39	0	43	82
30-mai-13	24	0	41	66
31-mai-13	44	0	0	44
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-juin-13	40	0	18	57
02-juin-13	49	0	0	49
03-juin-13	22	0	38	60
04-juin-13	8	0	0	8
05-juin-13	21	0	45	66
06-juin-13	19	0	22	41
07-juin-13	32	0	39	71
08-juin-13	47	0	0	47
09-juin-13	16	0	0	16
10-juin-13	33	0	13	46

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
11-juin-13	19	0	41	60
12-juin-13	11	0	0	11
13-juin-13	16	0	23	39
14-juin-13	5	0	19	24
15-juin-13	11	0	19	30
16-juin-13	16	0	0	16
17-juin-13	5	0	0	5
18-juin-13	8	0	45	53
19-juin-13	5	0	7	12
20-juin-13	14	0	45	59
21-juin-13	8	0	0	8
22-juin-13	11	0	44	55
23-juin-13	22	0	0	22
24-juin-13	14	0	0	14
25-juin-13	16	0	20	37
26-juin-13	8	0	24	32
27-juin-13	14	0	40	54
28-juin-13	22	0	0	22
29-juin-13	3	0	0	3
30-juin-13	5	0	0	5
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-juil-13	3	0	40	43
02-juil-13	8	0	21	29
03-juil-13	11	0	14	25
04-juil-13	16	0	19	36
05-juil-13	11	0	43	54
06-juil-13	14	0	0	14
07-juil-13	16	0	0	16
08-juil-13	5	0	2	7
09-juil-13	16	0	90	106
10-juil-13	19	0	68	87
11-juil-13	3	0	133	136
12-juil-13	3	0	0	3
13-juil-13	11	0	0	11
14-juil-13	11	0	113	124
15-juil-13	14	0	158	172
16-juil-13	11	0	162	173
17-juil-13	16	0	207	224
18-juil-13	0	0	236	236
19-juil-13	19	0	48	67
20-juil-13	5	0	0	5
21-juil-13	3	0	193	196
22-juil-13	0	0	161	161
23-juil-13	11	0	213	223
24-juil-13	6	0	204	210
25-juil-13	2	0	233	235
26-juil-13	5	0	0	5
27-juil-13	85	0	0	85
28-juil-13	43	0	206	249
29-juil-13	4	0	162	166
30-juil-13	16	0	212	229
31-juil-13	67	0	216	283

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
01-août-13	14	0	211	225
02-août-13	25	0	44	69
03-août-13	21	0	0	21
04-août-13	18	0	189	207
05-août-13	1	0	147	148
06-août-13	6	0	238	244
07-août-13	22	0	190	212
08-août-13	16	0	231	248
09-août-13	25	0	0	25
10-août-13	15	0	0	15
11-août-13	53	0	216	269
12-août-13	8	0	176	184
13-août-13	4	0	219	223
14-août-13	8	0	241	249
15-août-13	4	0	212	216
16-août-13	5	0	47	52
17-août-13	16	0	0	16
18-août-13	17	0	192	209
19-août-13	66	0	154	220
20-août-13	18	0	234	252
21-août-13	0	0	209	209
22-août-13	4	0	248	252
23-août-13	8	0	0	8
24-août-13	1	0	26	27
25-août-13	25	0	194	219
26-août-13	39	0	195	233
27-août-13	3	0	181	184
28-août-13	11	0	244	255
29-août-13	14	0	221	235
30-août-13	25	0	0	25
31-août-13	22	0	0	22
<hr style="border-top: 1px dashed black;"/>				
01-sept-13	15	0	78	94
02-sept-13	39	0	173	212
03-sept-13	19	0	190	210
04-sept-13	2	0	217	219
05-sept-13	1	0	190	191
06-sept-13	19	0	23	41
07-sept-13	18	0	48	66
08-sept-13	16	0	194	210
09-sept-13	37	0	198	235
10-sept-13	35	0	208	243
11-sept-13	8	0	195	202
12-sept-13	2	0	187	188
13-sept-13	8	0	0	8
14-sept-13	13	0	47	61
15-sept-13	1	0	143	143
16-sept-13	1	0	246	247
17-sept-13	1	0	214	215
18-sept-13	9	0	244	254
19-sept-13	1	0	186	188
20-sept-13	19	0	0	19

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013, R-3871-2013**

Date	Évaporation	Vaporisation	Vente GNL	Retrait total
21-sept-13	52	0	0	52
22-sept-13	0	0	293	293
23-sept-13	0	0	143	143
24-sept-13	0	0	212	212
25-sept-13	0	0	283	283
26-sept-13	0	0	168	168
27-sept-13	0	0	0	0
28-sept-13	3	0	0	3
29-sept-13	11	0	46	57
30-sept-13	16	0	121	137
<b>Totaux mensuels</b>				
oct-12	210	0	424	634
nov-12	200	0	378	578
déc-12	647	596	361	1 603
janv-13	826	17 061	418	18 305
févr-13	634	7 309	409	8 351
mars-13	787	0	458	1 245
avr-13	771	0	462	1 233
mai-13	935	0	571	1 506
juin-13	523	0	501	1 024
juil-13	456	0	3 154	3 610
août-13	513	0	4 458	4 971
sept-13	347	0	4 248	4 595
<b>Total</b>	<b>6 848</b>	<b>24 965</b>	<b>15 842</b>	<b>47 655</b>

L'annexe 3 est déposée sous pli confidentiel.





**Marché Affaires - Nouveaux clients**  
**Volume moyen par palier de consommation annuel**

<i>A priori</i>			
<b>Paliers</b>	<b>Nombre</b>	<b>Volumes Totaux</b>	<b>Volumes moyen</b>
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	30	2 532	84
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	320	652 347	2 039
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	571	2 981 316	5 221
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	506	8 370 325	16 542
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	182	9 150 914	50 280
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	44	6 576 525	149 466
365 000 - 1 095 000 m <sup>3</sup> /an	9	4 614 709	512 745
1 095 000 - 3 650 000 m <sup>3</sup> /an	2	3 622 950	1 811 475
<b>Total</b>	<b>1 664</b>	<b>35 971 618</b>	<b>21 618</b>

<i>A posteriori</i>			
<b>Paliers</b>	<b>Nombre</b>	<b>Volumes Totaux</b>	<b>Volumes moyen</b>
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	293	91 132	311
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	387	873 051	2 256
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	468	3 063 377	6 546
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	344	6 752 057	19 628
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	132	7 738 027	58 621
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	29	5 278 940	182 032
365 000 - 1 095 000 m <sup>3</sup> /an	4	2 846 661	711 665
1 095 000 - 3 650 000 m <sup>3</sup> /an	2	4 435 726	2 217 863
<b>Total</b>	<b>1 659</b>	<b>31 078 971</b>	<b>18 734</b>

<i>Écart</i>			
<b>Paliers</b>	<b>Nombre</b>	<b>Volumes Totaux</b>	<b>Volumes moyen</b>
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	263	88 601	227
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	67	220 704	217
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	(103)	82 061	1 324
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	(162)	(1 618 268)	3 086
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	(50)	(1 412 887)	8 342
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	(15)	(1 297 585)	32 566
365 000 - 1 095 000 m <sup>3</sup> /an	(5)	(1 768 048)	198 920
1 095 000 - 3 650 000 m <sup>3</sup> /an	-	812 776	406 388
<b>Total</b>	<b>(5)</b>	<b>(4 892 646)</b>	<b>(2 884)</b>

**Marché Résidentiel - Nouveaux clients**  
**Volume moyen par palier de consommation annuel**

<i>A priori</i>			
Paliers	Nombre	Volumes Totaux	Volumes moyen
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	1 746	1 105 635	633
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	3 007	5 442 174	1 810
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	112	540 331	4 824
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	37	774 314	20 927
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	21	1 280 841	60 992
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	2	233 513	116 757
<b>Total</b>	<b>4 925</b>	<b>9 376 808</b>	<b>1 904</b>

<i>A posteriori</i>			
Paliers	Nombre	Volumes Totaux	Volumes moyen
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	2 227	1 043 997	469
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	2 245	3 792 926	1 689
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	141	763 776	5 417
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	36	732 690	20 353
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	22	1 428 909	64 950
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	5	746 436	149 287
<b>Total</b>	<b>4 676</b>	<b>8 508 734</b>	<b>1 820</b>

Écart			
Paliers	Nombre	Volumes Totaux	Volumes moyen
0 - 1 095 m <sup>3</sup> /an	481	(61 638)	(164)
1 095 - 3 650 m <sup>3</sup> /an	(762)	(1 649 248)	(120)
3 650 - 10 950 m <sup>3</sup> /an	29	223 445	592
10 950 - 36 500 m <sup>3</sup> /an	(1)	(41 624)	(575)
36 500 - 109 500 m <sup>3</sup> /an	1	148 068	3 958
109 500 - 365 000 m <sup>3</sup> /an	3	512 923	32 531
<b>Total</b>	<b>(249)</b>	<b>(868 074)</b>	<b>(84)</b>

Rapport de suivi du Projet de développement d'un nouveau segment  
de marché pour le gaz naturel au Québec  
pour l'exercice terminé le 30 septembre 2013

No de ligne		DT-2013* (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Réel (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Écart (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )
1	<b>Volume de vente GNL</b>			
	Hiver	1 568	1 407	-161
2	(sans évaporation)			
	Été	4 975	14 435	9 460
3	* À une valeur calorifique de 37,89			
	Total	<b>6 543</b>	<b>15 842</b>	<b>9 299</b>

**Facturation au client GNL**

	DT-2013		Référence Coûts projetés <small>(R-3809-2012, Gaz Métro - 12, doc. 1)</small>	Réel		Référence Coûts réels <small>(Gaz Métro - 8, doc. 1, p. 5)</small>	Écart	
	Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000\$)		Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000\$)		Taux (¢/m <sup>3</sup> )	Coûts (000\$)
<b>Partie fixe</b>								
4	Coût d'utilisation de l'usine LSR	671	col. 5, l. 14	1 089	col. 5, l. 14		418	
5	Coût de maintien de la fiabilité	40	col. 4, l. 15	283	col. 4, l. 15		243	
6	<b>Sous-total</b>	<b>711</b>		<b>1 372</b>			<b>661</b>	
<b>Partie variable - Coûts des services</b>								
7	Transport	6,135	col. 4, l. 20	6,136	col. 4, l. 19		0,001	570
8	Équilibrage							
9	- Pointe	-0,229	col. 5, l. 20	-0,111	col. 5, l. 19		0,118	-3
10	- Espace	-0,497	col. 6, l. 20	-1,561	col. 6, l. 19		-1,064	-215
11	Fonds vert	0,711	col. 1, l. 20	0,711	col. 1, l. 19		0,000	66
12	Distribution	2,357	col. 1, l. 20	2,317	col. 1, l. 19		-0,040	213
13	<b>Sous-total services T, É et D</b>	<b>8,477</b>		<b>7,492</b>			<b>-0,985</b>	<b>632</b>
14	<b>Total du montant dû par le client GNL</b>	<b>1 266 \$</b>		<b>2 559 \$</b>			<b>1 293 \$</b>	



**SERVICES CONTRACT- D<sub>4</sub>: STABLE SERVICE**

Account No.: 4200 2104 901

Contract Date: March 4<sup>th</sup>, 2014

**BETWEEN** **GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**,  
acting through its General Partner Gaz Métro inc.  
with its principal place of business located at 1717, du Havre Street, Montréal (Québec), H2K 2X3  
("Gaz Métro")

**AND** **QUÉBEC LITHIUM INC.**,  
500, Route du Lithium, La Corne (Québec) J0Y 1R0  
("Customer")

Gaz Métro and Customer are individually referred to as "Party" and jointly referred to as "Parties".

The Customer requires that Gaz Métro provide the services described herein to deliver natural gas to the equipment in the building located at the following service address: 500, Route du Lithium, La Corne (Québec) J0Y 1R0 ("Service Address").

**1. NATURAL GAS SUPPLY AND TRANSPORTATION SERVICES**

**NATURAL GAS SUPPLY AND COMPRESSOR FUEL SERVICES**

Unless the Customer agrees to supply Gaz Métro with the natural gas withdrawn at the Service Address as well as with the compressor fuel needed for the transportation thereof in accordance with the Conditions of Natural Gas Service and Tariff approved by the Régie de l'énergie (« Conditions and Tariff »), the Customer agrees to purchase from Gaz Métro (i) the natural gas supply for natural gas withdrawn at the Service Address as well as (ii) the compressor fuel service needed to the transportation thereof. When the Customer agrees to purchase from Gaz Métro the natural gas supply and compressor fuel services, the price of the supply of natural gas and the price of the compressor fuel are those established in the supply rate and the compressor fuel rate of the Conditions and Tariff. Gaz Métro chooses, at its own discretion, its supplier for the provision of natural gas to the Service Address, subject to the quality standards outlined herein and the fixed-price supply agreements entered into by a specific supplier chosen by the Customer and the latter.

**TRANSPORTATION SERVICE**

Unless the Customer agrees to provide the transportation to move to the delivery point in the territory of Gaz Métro the natural gas withdrawn at the Service Address, the Customer agrees to purchase from Gaz Métro the transportation service needed to move to the delivery point in the territory of Gaz Métro the natural gas it withdrawn at the Service Address. In this latter case, the transportation price is the price established in the transportation rate of the Conditions and Tariff. The transportation minimum annual obligation assumed by the Customer for each contractual year is the obligation set out in the Conditions and Tariff.

**2. LOAD-BALANCING SERVICE**

The Customer agrees to purchase the load-balancing service from Gaz Métro needed to manage on a daily basis the natural gas it withdraws at the Service Address. The load-balancing price is the price established in the load-balancing rate of the Conditions and Tariff. For a new Customer, the projected annual volume agreed upon with regard to the load-balancing service is the volume set out in the table included in the "Distribution Service" clause below.

**3. DISTRIBUTION SERVICE**

The Customer agrees to purchase from Gaz Métro the D<sub>4</sub> : STABLE distribution service within the parameters set out below:

**D<sub>4</sub>: STABLE**

Decision in effect at preparation of this Contract	Rate zone	Effective delivery pressure (kPa)	Maximum hourly flow (m <sup>3</sup> /h)	Projected annual volume (m <sup>3</sup> )
D-2013-186	North	490	3400	28 430 000

Subscribed volume (m <sup>3</sup> /day)	Minimum annual obligation (MAO) (New Address) (m <sup>3</sup> )	Use	Service start-up date (DD/MM/YYYY)	Term of services (months)
77 900	28 430 000	Process & heating	01/11/2014	120

As additional information, the application of these parameters results in the following:

Minimum daily obligation (¢/m <sup>3</sup> )	Reduction according to Contract term (%)
3,206	0.0

**Minimum annual obligation (MAO)**

The minimum annual obligation corresponds to a subscribed volume of 77 900 m<sup>3</sup> for 365 days under D4 Stable Service for the term of the Contract.

**CONTRIBUTION TO THE SYSTEM EXTENSION PROJECT:** In order to deliver natural gas to the Service Address, Gaz Métro will extend its system by 29.9 km (the "Project"). Since the revenues generated at the Service Address do not allow Gaz Métro to earn a return on its investments based on the estimated cost of the work required in accordance with the conditions approved by the Régie de l'Énergie, the Customer agrees to pay Gaz Métro the total amount of four million seven hundred and nine thousand seven hundred and eighty-nine dollars (\$ 4 709 789) plus applicable taxes. The Customer have already paid an amount of four hundred eighty-two thousand one hundred and eighty-nine dollars (\$ 482 189). The remaining amount will be payable in three payments, as follow: one million four hundred and nine thousand two hundred dollars (\$1 409 200) plus taxes on or before **March 31<sup>st</sup>, 2014**; one million four hundred and nine thousand two hundred dollars (\$1 409 200) plus taxes on or before **June 30<sup>th</sup> 2014** and the final payment of one million four hundred and nine thousand two hundred dollars (\$1 409 200) plus taxes at or before the service start-up date but no later than **October 31<sup>st</sup>, 2014**.



Stable Rate (Nov. 2010)

The Customer authorizes Gaz Métro and its mandataries to obtain or exchange any relevant information for establishing or checking the financial position of the Customer with any personal information or credit officer or any other agency or person apt to provide Gaz Métro with the information required for this purpose.

In the event Customer fails to make one of the payments above mentioned, the total amount of the balance will become due immediately and Gaz Métro will be entitled to interrupt the execution of the Project until payment of all due amounts has been received. If such an interruption occurs, Gaz Métro will inform the Customer, upon receipt of the due amount, of the new service start-up date, acting reasonably.

**4. DURATION OF THE CONTRACT**

This Contract shall take effect on the date that it is signed by the Parties and shall cease to be in effect once all of the services stipulated in the table included in the "Distribution Service" clause above have come to an end.

Notwithstanding the date of commencement of service indicated in the table included in the "Distribution Service" clause above, in the case of a Service Address being newly supplied with natural gas, the date of commencement of service may be postponed either by Gaz Métro, due to constraints relating to construction, or at the Customer's request, in which case the period of postponement shall not exceed 90 days from the commencement of service stipulated in the table included in the "Distribution Service" clause above.

**5. MISCELLANEOUS**

This Contract is conditional upon to Gaz Métro obtaining the various municipal and government permits and receiving authorization from the Régie de l'énergie, when required.

For the duration of the Contract, Gaz Métro and the Customer agree that for the purposes of the Contract the day as defined in the Conditions and Tariff commences at 10 a.m. EST (Eastern Standard Time).

Where applicable, charges will be invoiced to the Customer in accordance with the Conditions and Tariff. These charges are taxable.

Notwithstanding any provision to the contrary herein, this Contract does not replace or terminate any obligation arising from the payment of a financial contribution or an investment by Gaz Métro to feed natural gas to the Service Address entered into previously between Gaz Métro and the Customer in respect of the Service Address. During this contract overlap period, any minimum annual obligation set out in the contract in effect and signed previously shall be over and above those agreed to herein.

Schedule A – General conditions is an integral part hereof.

This Contract is subject to revision or cancellation by Gaz Métro should it not be signed by the Customer and received by Gaz Métro on **March, 31, 2014**.

Signed at: Montreal

This 4th day of March 2014

**GAZ MÉTRO LIMITED PARTNERSHIP**  
per its General Partner Gaz Métro inc.

By: 

Name: Luc Génier

Title: Vice President, Sales and Market Development

By: 

Name: Sophie Brochu

Title: President and Chief Executive Officer

Signed at: VANCOUVER, BC

This 28<sup>th</sup> day of MARCH 2014

**QUÉBEC LITHIUM INC.**

By: 

Name: KEVIN S ROSS

Title: COO

By: \_\_\_\_\_

Name: \_\_\_\_\_

Title: \_\_\_\_\_

Approved  
S. Vgo  
Initial  


## SCHEDULE A GENERAL CONDITIONS

### 1. QUALITY

The gas sold by Gaz Métro must be natural gas or the equivalent sourced from suppliers which have been chosen or accepted by Gaz Métro; however, helium, natural gasoline, butane, propane or all other hydrocarbons, with the exception of methane, can be removed before delivery to the Customer. Gaz Métro can subject the gas or allow it to be subjected to compression, refrigeration, cleaning or any other process.

### 2. TRANSFER OF OWNERSHIP

The delivery and transfer of ownership of natural gas sold by Gaz Métro to the Customer take place at the Customer delivery point as defined in the Conditions and Tariff.

### 3. INSTALLATIONS ON CUSTOMER PROPERTY

3.1 **Construction and maintenance** – Gaz Métro may, without indemnity or compensation to the Customer, build, maintain and operate on the Customer's property or sites occupied or used by the latter, necessary installations for the transport, distribution, delivery and measurement of natural gas. The Customer represents and guarantees, if necessary, that it has the required authorizations and permissions from the site owner to this effect. The Customer will supply Gaz Métro proof of such authorization, on request.

3.2 **Access** – The right of access granted to Gaz Métro in the Conditions and Tariff and herein is at no cost.

3.3 **Liability** – The Customer and eligible parties shall indemnify and hold harmless Gaz Métro, its directors, officers, employees as well as their successors and eligible parties for any damages caused to Gaz Métro's property located on the Customer's property or on property occupied or used by the Customer, when the damage is the fault or the result of negligence on the part of the Customer, eligible parties, persons over whom the Customer or his eligible parties have control, or persons found on said property or said location with the consent of the Customer or his eligible parties, or by things that persons described above have under their responsibility.

### 4. FORCE MAJEURE

Neither party shall be liable to the other for damages or losses arising out of the fact that Gaz Métro is unable to deliver the natural gas in whole or in part, or of the fact that the Customer is unable to withdraw natural gas in whole or in part, on account of any fortuitous event, strike, lock-out, work conflict, act of public enemy, war, blockade, insurrection, riot, act of vandalism, sabotage, epidemic, collapse, lightning, earthquake, fire, storm, flood, undermining, civil disturbance, explosion, breakage, freezing or accident to machinery or piping, power failure, suspension or restriction of natural gas supplies of Gaz Métro, Federal, Provincial or Municipal government intervention or intervention from any body of these governments, court order or directive, or any other cause, whether or not of the nature indicated above, that fall outside the control of the party invoking this cause and which, despite the exercise of reasonable diligence, such party is incapable of preventing or surmounting. However, the cause that prevents either party to meet the requirements of the Contract shall not release the party that invokes such cause from its obligations if it does not act diligently to correct the situation appropriately and equitably. In all cases where the Customer invokes a force majeure, it shall nevertheless be obliged to meet the minimum annual obligation provided for in the Conditions and Tariff. In all cases where Gaz Métro invokes force majeure, the subscribed volume shall be reduced for the duration of the said force majeure in proportion to the extent and duration of the force majeure.

### 5. DISTRIBUTION SERVICE

5.1 When Gaz Métro is expressly required to give notice of interruption of interruptible service to the Customer, this notice will be considered duly given when it is transmitted by telephone, facsimile or by hand. Notwithstanding the foregoing, the notice of interruption may be sent by e-mail when the Customer so requests.

5.2 The Customer acknowledges and agrees that the telephone conversation by which Gaz Métro gives notice of interruption will be recorded using an audio recording system. The recording may be kept by Gaz Métro and, if needed, used in any dispute related to the transmittal of a service interruption notice.

5.3 The Customer chooses between firm and interruptible distribution service to be provided by Gaz Métro and assumes the consequences of this choice. Moreover, the Customer acknowledges that the choice of the distribution service is at its own discretion.

### 6. SUBJECTION TO LAWS, REGULATIONS AND OTHER DECISIONS

The present Contract is subject to the Conditions and Tariff set and amended from time to time by the Régie de l'énergie. The Contract is automatically changed by any law, order, judgement, decision of any legislative or regulatory organization, or any competent authority having effect on the terms of the Contract including, without limiting the preceding general characteristics, any law, order, judgement, decision or decree relative to the Conditions and Tariff, taxes or metering standards.

### 7. ESTIMATE OF CUSTOMER CONSUMPTION

Gaz Métro may, from time to time, ask the Customer for an estimate of its daily, monthly or annual natural gas heating or processing needs for a period of at least two (2) years in the future. The Customer must make all reasonable efforts to supply this information to Gaz Métro in the sixty (60) days that follow Gaz Métro's request. This information must account for growth or withdrawal factors as well as all other forecasted changes that might affect the Customer's needs. The information supplied by the Customer is not an undertaking on his part and shall be treated confidentially by Gaz Métro.

### 8. GENERAL PROVISIONS

8.1 The Customer expressly waives the right to unilaterally resiliate the Contract provided in article 2125 of the *Civil Code of Québec*.

8.2 In the event of a discrepancy between the reading of the metering equipment (as defined in the Conditions and Tariff) of the Customer and the one of Gaz Métro, the reading provided by Gaz Métro equipment shall take precedence, subject to the *Electricity and Gas Inspection Act*, R.S.C., 1985, c. E-4.

8.3 The Customer may terminate one or more services provided by Gaz Métro pursuant to the provisions in the Conditions and Tariff to provide such service(s) himself.

8.4 Except for specific provisions to the contrary, this Contract replaces and revokes all previous contracts and all offers, proposals, negotiations, representations, and communications between the parties, oral or written, and constitutes the entire agreement between the parties to this effect. It may not be changed without written amendment executed by both parties.

8.5 The rights and recourses available to Gaz Métro pursuant to this Contract or any other agreement or pending agreement between it and the Customer or as recognized by the law may be accumulated, unless expressly stated otherwise.

8.6 The omission by Gaz Métro to require the Customer to execute any of its obligations under this Contract, to terminate this Contract or to exercise rights or recourses available to it, does not prejudice its right to do so in the future, unless it expressly waives this right in writing. Such a waiver applies only to the case specifically noted.

8.7 This Contract shall only be binding on Gaz Métro when it has been accepted in writing and signed by Gaz Métro's authorized representatives.

8.8 The Contract binds and benefits the successors and eligible parties. Nothing herein prohibits either party to assign or encumber its rights under the terms of this Contract as a guarantee for its obligations. However, no assignment shall release the assignor from the obligations to which it is bound under this Contract.

8.9 Unless stated otherwise, any notice, request, authorization, or renunciation (hereafter called "**Notice**") required or allowed under terms of this Contract must be given in writing and either remitted by hand or sent by prepaid registered mail in Canada, except in the event of an interruption in postal service, transmitted by facsimile, to the addresses of the parties indicated in this Contract.

All Notice thus given will be incontestably considered to have been received on the day of its forwarding or transmission by facsimile or, if mailed, on the fifth (5<sup>th</sup>) day following its mailing. The parties may change their address in order to receive Notice in conformity with procedures of this clause.

8.10 Notwithstanding anything contained in this Contract, the Customer's default under this Contract shall give Gaz Métro the right to deduct any and all such amounts payable to Gaz Métro from any moneys or credit payable by Gaz Métro to the Customer under this Contract, exigible or not, without affecting any of Gaz Métro's other rights or remedies herein.

8.11 On request, the parties agree to sign and ensure that are signed, and to submit and ensure that are submitted, all required and useful documents to give full effect to the letter and spirit of this Contract.

8.12 When the context requires, use of the singular also includes the plural and vice versa.

8.13 This Contract is governed by the laws applicable in Québec.





**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>Québec Lithium Final mars 2014</b>	Type de projet	Extension - Estimé	Représentant	
	Région	Abitibi	Conseiller	
	Type de client	VGE	OTP	
	Coût en capital D-2013-106	7,36%	Longueur en mètres linéaires	10-004775
	Coût en capital prospectif pondéré	5,63%	Coût d'été/hiver	29900 mètres été

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients		1	1	1	1	1
Volume en 1000 m³		28 430,0	28 430,0	28 430,0	28 430,0	28 430,0
Frais de conduites	9 630 883	9 630 883	0	0	0	0
Frais de branchements	71 000	71 000	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	873 169	873 169	0	0	0	0
PRC - 5 ans		0	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs		0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) ( 8,5 % )		0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	(4 616 072)	(4 616 072)	0	0	0	0
Investissement total	5 958 980	5 958 980	0	0	0	0
Coût d'opération		157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts ( 0 \$ )		0	0	0	0	0
Amortissement comptable		136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics		87 343	85 301	83 260	81 218	79 176
Redevances		30 571	30 571	30 571	30 571	30 571
Impôts		68 678	4 890	10 598	15 846	20 663
Rendement		331 659	323 996	316 333	308 670	301 007
Revenu requis		654 518	581 026	577 029	572 573	567 685
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution ( ¢/m³)		3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560
Taux Fonds vert ( ¢/m³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution ( ¢/m³)		3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560
Revenu de distribution (\$)		1 010 971	1 010 971	1 010 971	1 010 971	1 010 971
Contribution tarifaire annuelle		(356 453)	(429 945)	(433 942)	(438 398)	(443 286)
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		(448 580)	(454 256)	(460 290)	(466 662)	(473 350)

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00	<b>Grille utilisée</b>	<b>-- &gt; VGE</b>
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%	<b>Signataire supérieur - Ventes</b>	<b>-- &gt; Présidente</b>
			<b>Niveau 6</b>

**VENTES**

Conseiller VGE	Date ____/____/____	Directeur de comptes VGE	Date ____/____/____	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ____/____/____
Directeur principal Ventes	Date ____/____/____	Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____

cuvuddhdbzwpckaaxay

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET</b> Québec Lithium Final mars 2014	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m³	28 430	28 430	28 430	28 430	28 430	28 430
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0%)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics	79 176	77 135	75 093	73 052	71 010	68 968
Redevances	30 571	30 571	30 571	30 571	30 571	30 571
Impôts	20 663	25 074	29 103	32 773	36 106	39 122
Rendement	301 007	293 344	285 681	278 018	270 355	262 692
Revenu requis	567 685	562 391	556 715	550 681	544 309	537 621
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560	3,5560
Revenu de distribution (\$)	1 010 971	1 010 971	1 010 971	1 010 971	1 010 971	1 010 971
Contribution tarifaire annuelle	(443 286)	(448 580)	(454 256)	(460 290)	(466 662)	(473 350)
		11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle		(170 191)	(177 458)	(184 987)	(192 765)	(200 774)

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ___/___/___	Directeur de comptes VGE	Date ___/___/___	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ___/___/___
Directeur principal Ventes	Date ___/___/___	Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Excel 2007/2013 SRR-VERSION 14.1
--	--

PROJET <b>Québec Lithium Final mars 2014</b>	Type de projet	Extension - Estimé	Représentant	
	Région	Abitibi	Conseiller	
	Type de client	VGE	OTP	
	Coût en capital D-2013-106	7,36%	Longueur en mètres linéaires	10-004775
	Coût en capital prospectif pondéré	5,63%	Coût d'été/hiver	29900 mètres été

	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m³	28 430	22 740	22 740	22 740	22 740	22 740
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF ( 0,00 \$ mens ) ( 0,0 % )	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics	68 968	66 927	64 885	62 843	60 802	58 760
Redevances	30 571	24 453	24 453	24 453	24 453	24 453
Impôts	39 122	41 840	44 279	46 453	48 381	50 076
Rendement	262 692	255 029	247 366	239 703	232 040	224 377
Revenu requis	537 621	524 516	517 249	509 720	501 942	493 933
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution ( ¢/m³)	3,5560	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert ( ¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution ( ¢/m³)	3,5560	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	1 010 971	694 707	694 707	694 707	694 707	694 707
Contribution tarifaire annuelle	(473 350)	(170 191)	(177 458)	(184 987)	(192 765)	(200 774)

	16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle	461 251	452 817	444 190	435 381	426 402

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ___/___/___	Directeur de comptes VGE	Date ___/___/___	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ___/___/___
Directeur principal Ventes	Date ___/___/___	Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET</b> Québec Lithium Final mars 2014	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m <sup>3</sup>	22 740	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0%)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics	58 760	56 718	54 677	52 635	50 593	48 552
Redevances	24 453	0	0	0	0	0
Impôts	50 076	51 552	52 822	53 900	54 796	55 521
Rendement	224 377	216 714	209 051	201 389	193 726	186 063
Revenu requis	493 933	461 251	452 817	444 190	435 381	426 402
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert (¢/m <sup>3</sup> )	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	694 707	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	(200 774)	461 251	452 817	444 190	435 381	426 402
		21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle		417 262	407 971	398 538	388 972	379 281

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ___/___/___	Directeur de comptes VGE	Date ___/___/___	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ___/___/___
Directeur principal Ventes	Date ___/___/___	Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET Québec Lithium Final mars 2014</b>	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0%)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics	48 552	46 510	44 469	42 427	40 385	38 344
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	55 521	56 085	56 499	56 771	56 910	56 923
Rendement	186 063	178 400	170 737	163 074	155 411	147 748
Revenu requis	426 402	417 262	407 971	398 538	388 972	379 281
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert (¢/m <sup>3</sup> )	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	426 402	417 262	407 971	398 538	388 972	379 281
		26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle		369 472	359 552	349 528	339 407	329 193

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ___/___/___	Directeur de comptes VGE	Date ___/___/___	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ___/___/___
Directeur principal Ventes	Date ___/___/___	Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET</b> Québec Lithium Final mars 2014	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m³	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF ( 0,00 \$ mens ) ( 0,0 % )	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110	136 110
Taxe sur les services publics	38 344	36 302	34 260	32 219	30 177	28 135
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	56 923	56 819	56 603	56 284	55 867	55 358
Rendement	147 748	140 085	132 422	124 759	117 096	109 433
Revenu requis	379 281	369 472	359 552	349 528	339 407	329 193
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution ( ¢/m³)	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert ( ¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution ( ¢/m³)	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	379 281	369 472	359 552	349 528	339 407	329 193
		31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle		318 893	308 512	296 486	285 838	275 357

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ____/____/____	Directeur de comptes VGE	Date ____/____/____	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ____/____/____
Directeur principal Ventes	Date ____/____/____	Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET</b> Québec Lithium Final mars 2014	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m <sup>3</sup>	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0%)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	136 110	136 110	136 110	134 920	134 752	134 752
Taxe sur les services publics	28 135	26 094	24 052	22 028	20 007	17 986
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	55 358	54 763	54 086	52 904	52 036	51 163
Rendement	109 433	101 770	94 107	86 477	78 886	71 300
Revenu requis	329 193	318 893	308 512	296 486	285 838	275 357
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert (¢/m <sup>3</sup> )	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m <sup>3</sup> )	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	329 193	318 893	308 512	296 486	285 838	275 357
		36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle		264 813	254 210	243 550	232 837	222 075

Contribution tarifaire ( 3 ans )	(1 090 977)	Contribution tarifaire ( 15 ans )	(3 722 221)
Contribution tarifaire ( 5 ans )	(1 780 212)	Contribution tarifaire ( 20 ans )	(2 889 646)
Contribution tarifaire ( 10 ans )	(3 268 492)	Contribution tarifaire ( 40 ans )	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne ( TRI 40 ans )	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ____/____/____	Directeur de comptes VGE	Date ____/____/____	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ____/____/____
Directeur principal Ventes	Date ____/____/____	Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____

**CONDITIONS DE RÉALISATION**

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Rapport annuel au 30 septembre 2013**

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO  
CALCUL DU REVENU REQUIS  
BUDGET

REVENU REQUIS  
Excel 2007/2013  
SRR-VERSION 14.1

<b>PROJET Québec Lithium Final mars 2014</b>	Type de projet Région Type de client	Extension - Estimé Abitibi VGE	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver	10-004775 29900 mètres été
	Coût en capital D-2013-106 Coût en capital prospectif pondéré	7,36% 5,63%		

	35	36	37	38	39	40
Nombre de clients	1	1	1	1	1	1
Volume en 1000 m³	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (9,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Actif non amortissable	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0%)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	157	157	157	157	157	157
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	134 752	134 752	134 752	134 752	134 752	134 752
Taxe sur les services publics	17 986	15 964	13 943	11 922	9 901	7 879
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	51 163	50 227	49 231	48 179	47 074	45 920
Rendement	71 300	63 713	56 126	48 540	40 953	33 367
Revenu requis	275 357	264 813	254 210	243 550	232 837	222 075
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550	3,0550
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	275 357	264 813	254 210	243 550	232 837	222 075

Contribution tarifaire annuelle	0	0	0	0	0
---------------------------------	---	---	---	---	---

Contribution tarifaire (3 ans)	(1 090 977)	Contribution tarifaire (15 ans)	(3 722 221)
Contribution tarifaire (5 ans)	(1 780 212)	Contribution tarifaire (20 ans)	(2 889 646)
Contribution tarifaire (10 ans)	(3 268 492)	Contribution tarifaire (40 ans)	(1 543 558)
Point mort tarifaire (années)	1,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	7,52%		

**VENTE**

Conseiller VGE	Date ___/___/___	Directeur de comptes VGE	Date ___/___/___	Directeur adj. VGE/Cadre de direction	Date ___/___/___
Directeur principal Ventes	Date ___/___/___	Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___

**CONDITIONS DE RÉALISATION**



**AVENANT N° 1 AU CONTRAT DE SERVICES AU TARIF D<sub>4</sub> : DÉBIT STABLE**

N° compte : 4200 3299 809

Date de l'avenant : 15 août 2013

Date du contrat : 29 août 2012 (le « Contrat »)

**ENTRE** **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**,  
 agissant par son associé commandité Gaz Métro inc.  
 ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, Montréal (Québec) H2K 2X3.  
 (« Gaz Métro »)

**ET** **FibreK S.E.N.C. représentée par Gestion Fibrek Inc, son associée responsable de la gestion**  
 4000 chemin Saint-Eusèbe, Saint-Félicien (Québec) G8K 2R6  
 (« Client »)

Gaz Métro et le Client sont individuellement nommés « Partie » et conjointement « Parties », selon le cas.

**ATTENDU QUE** les Parties ont conclu un contrat de vente et de distribution de gaz naturel en service D<sub>4</sub> « Stable » en date du 29 août 2012, d'une durée de 60 mois dont la date de début des services est le 1<sup>er</sup> décembre 2013 (le « Contrat ») ;

**ATTENDU QUE** des contraintes reliées à la construction du Projet ont occasionné, entre autres, un nouveau tracé du prolongement du réseau de Gaz Métro et des délais supplémentaires quant à la construction de celui-ci ;

**ATTENDU QUE** suite à ces contraintes, les Parties souhaitent modifier les clauses 4 et 5 du Contrat pour refléter les conséquences de ces contraintes ;

**EN CONSÉQUENCE**, Gaz Métro et le Client conviennent de modifier le Contrat comme suit :

- La clause 4 intitulée Service de distribution et la clause 5 intitulée Contribution au projet d'extension de réseau du Contrat sont annulées et remplacées par les clauses suivantes :

**4. SERVICE DE DISTRIBUTION**

Le Client convient d'acheter le service de distribution D<sub>4</sub> : DÉBIT STABLE de Gaz Métro selon les paramètres suivants :

Décision en vigueur lors de la préparation du Contrat	Zone tarifaire	Pression de livraison effective (kPa)	Débit horaire maximal (m <sup>3</sup> /h)	Volume annuel projeté (m <sup>3</sup> ) (pour établissement de l'OMA de transport)
D-2013-115	Sud	400	3 000	24 000 000

Volume souscrit (m <sup>3</sup> /j)	Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m <sup>3</sup> )	Usage	Date de début des services (JJ/MM/AAAA)	Durée des services (mois)
72 000	26 280 000	Procédé	01/12/2013	60

À titre d'information, l'application de ces paramètres a pour résultat :

Obligation minimale quotidienne (¢/m <sup>3</sup> )	Réduction applicable selon la durée du Contrat (%)
2,857	19

**OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE NOUVELLE ADRESSE**

L'obligation minimale correspond au volume souscrit de 72 000 m<sup>3</sup>/jr pour 365 jours pour la durée du Contrat au service D<sub>4</sub> – débit stable.

**5. CONTRIBUTION AU PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU**

Afin de desservir l'Adresse de service en gaz naturel, Gaz Métro procédera à un projet d'extension de son réseau sur une distance d'environ 22 kilomètres (le « Projet »). Les revenus générés par le raccordement de l'Adresse de service ne permettant pas à Gaz Métro de rentabiliser ses investissements selon l'évaluation du coût des travaux requis aux conditions approuvées par la Régie de l'énergie, le Client s'engage à verser à Gaz Métro une somme totale de trois millions trois cent soixante-dix mille dollars (3 370 000 \$) plus taxes, payable en trois versements comme suit : un million cent vingt-trois mille trois cent trente-quatre dollars (1 123 334 \$) plus taxes le 1<sup>er</sup> janvier 2013, lequel a déjà été payé, un million cent vingt-trois mille trois cent trente-trois dollars (1 123 333 \$) plus taxes le 22 août 2013 et un million cent vingt-trois mille trois cent trente-trois dollars (1 123 333 \$) plus taxes le 1<sup>er</sup> décembre 2013.

2. Toutes les autres clauses du Contrat demeurent inchangées.
3. Le présent avenant fait partie intégrante du Contrat.
4. Le présent avenant entre en vigueur le jour de sa signature par toutes les Parties et ne lie Gaz Métro que lorsqu'il a été accepté par écrit, dans l'espace ci-dessous, par la signature de ses représentants autorisés.
5. Le présent avenant est sujet à révision ou annulation par Gaz Métro advenant le cas où il n'aurait pas été signé par le Client et reçu par Gaz Métro avant le 22 août 2013.

Signé à : Montréal

Ce 20 jour de août 2013

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
par son associée commanditée Gaz Métro inc.

Par : *Pierre Chouinard*

Nom Pierre Chouinard, ing. M.B.A.

Titre Directeur de comptes

Ventes grandes entreprises

Par : *Louise de Lorimier*

Nom Louise de Lorimier

Titre Directrice

Ventes grandes entreprises

Signé à : Montréal

Ce 21<sup>e</sup> jour de août 2013

Fibrex S.E.N.C. par Gestion  
Fibrex Inc.

Par : *Jo-Ann Longworth*

Nom Jo-Ann Longworth

Titre VP et CFO

Par : \_\_\_\_\_

Nom \_\_\_\_\_

Titre \_\_\_\_\_

Approuvé
S. Vga
Initial
<u><i>[Signature]</i></u>

**AVENANT N° 2 AU CONTRAT DE SERVICES AU TARIF D<sub>5</sub> : INTERRUPTIBLE  
« MODIFICATION DU VOLUME PROJETÉ »**

N° compte : 4200 3299 809

Date de l'avenant : 15 août 2013

Date du contrat : 29 août 2012 (le « Contrat »)

**ENTRE** **SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**,  
agissant par son associé commandité Gaz Métro inc.  
ayant sa principale place d'affaires au 1717, rue du Havre, Montréal (Québec) H2K 2X3.  
(« Gaz Métro »)

**ET** **FibreK S.E.N.C. représentée par Gestion Fibrek Inc, son associée responsable de la gestion**  
4000 chemin Saint-Eusèbe, Saint-Félicien (Québec) G8K 2R6  
(« Client »)

Gaz Métro et le Client sont individuellement nommés « Partie » et conjointement « Parties ».

**ATTENDU QU'**en vertu des Conditions de service et Tarif (« Conditions et Tarif ») le Client peut réviser le volume annuel projeté prévu au Contrat selon les modalités prévues aux Conditions et Tarif;

**ATTENDU QUE** le Client désire modifier le volume annuel projeté prévu au Contrat conformément aux Conditions et Tarif;

**EN CONSÉQUENCE**, Gaz Métro et le Client conviennent donc de modifier le Contrat comme suit :

**1. SERVICE DE DISTRIBUTION**

Le Client convient d'acheter le service de distribution D<sub>5</sub> : INTERRUPTIBLE au volet 1A de Gaz Métro selon les paramètres suivants :

Décision en vigueur lors de la préparation du Contrat	Zone tarifaire	Pression de livraison effective (kPa)	Débit horaire maximal (m <sup>3</sup> /h)	Volume quotidien maximal (m <sup>3</sup> )	Volume projeté de la période contractuelle (m <sup>3</sup> )	Pourcentage convenu de l'obligation minimale annuelle (OMA) (%)
D-2013-115	Sud	400	voir avenant	70 000	4 000 000	85

Volume quotidien convenu par journée d'interruption (m <sup>3</sup> )	Usage	Obligation minimale annuelle (OMA) (Nouvelle adresse) (m <sup>3</sup> )	Date de début des services (JJ/MM/AAAA)	Durée des services (mois)
4 000	procédé	3 400 000	01/12/2013	60

À titre d'information, l'application de ces paramètres a pour résultat :

Obligation minimale annuelle (OMA) (m <sup>3</sup> )	Taux unitaire au volume retiré avant réduction (¢/m <sup>3</sup> )	Réduction globale applicable au service de distribution (%)	Taux unitaire au volume retiré après réduction (¢/m <sup>3</sup> )
3 400 000	6,638	70	1,991

**OBLIGATION MINIMALE ANNUELLE NOUVELLE ADRESSE**

L'obligation minimale annuelle est de 3 400 000 m<sup>3</sup> par an et ne peut faire l'objet d'aucune révision en cours de contrat.

- Toutes les autres clauses du Contrat demeurent inchangées
- Le présent avenant fait partie intégrante du Contrat.
- Le présent avenant ne lie Gaz Métro que lorsqu'il a été accepté par écrit, dans l'espace ci-dessous, par la signature de ses représentants autorisés et entre en vigueur le jour de sa signature par toutes les Parties.
- Le présent avenant est sujet à révision ou à annulation par Gaz Métro advenant le cas où il n'aurait pas été signé par le Client et reçu par Gaz Métro avant le 22 août 2013.

Signé à Montréal  
Ce 20 Jour de août 2013

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO**  
par son associée commanditée Gaz Métro inc.

Par [Signature] Par  
Nom Pierre Chouinard, ing. M.B.A.  
Titre Directeur de comptes  
Ventes grandes entreprises  
Par [Signature]  
Nom Louise de Lorimier  
Titre Directrice  
Ventes grandes entreprises

Signé à: Montréal  
Ce 21<sup>e</sup> Jour de août 2013

FibreK s.e.n.c. par Gestion Fibrek Inc.

Par [Signature] Par  
Nom Jean-André Longworth  
Titre VP et CFO  
Par \_\_\_\_\_  
Nom \_\_\_\_\_  
Titre \_\_\_\_\_

Approuvé  
S. Vge  
[Signature]

Avenant modif. Volume projeté D<sub>5</sub> (Juin 2013)





**Rencontre du 30 janvier 2014, tenue au siège social de Gaz Métro**

**Explications sur le Rapport annuel 2013**

N°	Pièce	Question	Explication
1	GM-3, Doc. 1	Pourquoi le rapport des vérificateurs indique-t-il une utilisation pour fins fiscales puisqu'il n'y a pas d'impôt à payer, seulement de l'impôt présumé?	<p><i>Bien que les sociétés en commandite ne paient pas d'impôts, elles doivent produire des T-5013 pour que leurs associés puissent s'imposer.</i></p> <p><i>Donc, Société en commandite Gaz Métro doit produire une déclaration fiscale nommée T-5013 aux autorités fiscales ainsi qu'à ses associés.</i></p> <p><i>De plus, les états financiers non consolidés de Société en commandite Gaz Métro, c.-à-d. ceux qui sont reproduits à la GM-3, Doc. 1 du Rapport annuel 2013 doivent être joints aux fins de déclarations d'impôts.</i></p>
2	GM-42 à GM-50	Les pièces confidentielles GM-42 à GM-50 ont-elles été déposées à la Régie?	<p><i>Oui. Elles ont été déposées en décembre 2013.</i></p>
3	GM-3, Doc. 2	Pourquoi la nomenclature des tarifs de la première colonne est-elle différente de celle de la même pièce au RA 2012? Comment peut-on comparer 2012 à 2013 et que signifient les suffixes de 2013?	<p><i>Ces changements sont intervenus à la suite du transfert de la facturation dans SAP (Héritage). Gaz Métro ne présente plus de tarif 2.</i></p> <p><i>Les suffixes de 2013 sont des outils internes pour segmenter la facturation dans SAP.</i></p> <ul style="list-style-type: none"><li><i>- DJ : Base de degrés jour</i></li><li><i>- LI : basé sur une consommation linéaire</i></li></ul> <p><i>De plus, depuis le transfert de la facturation, Gaz Metro a actualisé les codes CTI de certains de ses clients, ce qui a eu</i></p>

			<p><i>pour effet de modifier la segmentation des clients entre les secteurs résidentiel, commercial et industriel.</i></p> <p><i>En raison de ces différents éléments, il n'est donc pas possible de comparer le rapport de 2013 avec celui de 2012.</i></p>
4	GM-4, Doc. 1 et GM-11, Doc. 1, p.2, l.11	Impôts : comment est calculée la provision d'impôt en cause tarifaire et au rapport annuel. Pourquoi sont-elles différentes? Quels sont les types de provisions qui expliquent cet écart?	<p><i>La provision à la pièce GM-11, Doc. 1, p. 2 l.11 vise à ajouter au revenu imposable le solde à la fin de l'exercice de certaines provisions comptables ou CFR dont le traitement comptable diffère du traitement fiscal. Le solde au début de l'exercice de ces mêmes provisions comptables ou CFR est quant à lui déduit du revenu imposable (GM-4, Doc. 1, p. 1, l. 30). C'est donc la variation des provisions comptables ou CFR qui vient affecter le calcul de la provision d'impôts.</i></p> <p><i>L'écart de -1,9 M\$ entre la variation des provisions comptables ou CFR prévue à la CT 2013 (-5 M\$) et le réel (-6,9 M\$) découle essentiellement de la variation des soldes des CFR du PGEÉ et du CASEP entre la projection à la CT et le réel. Le PGEÉ a varié de -0,2 M\$ à la CT versus -0,8 M\$ au réel, ce qui génère un écart de -0,6 M\$ entre la CT et le réel. Quant au CASEP, il a varié de 0,2 M\$ à la CT versus -0,7 M\$ au réel, ce qui génère un écart de -0,9 M\$ entre la CT et le réel.</i></p>
5	GM-4, Doc. 7, p.1	Ligne Mauvaises créances : Pourquoi y a-t-il seulement 10 000 \$ au réel 2013? Quelles sont les radiations réelles 2013?	<p>2010 : 1 418 677 \$                  2011 : 1 196 019 \$                  2012 : 944 999 \$                  2013 : 505 799 \$</p> <p><i>La baisse des radiations au fil des dernières années s'explique par la baisse du prix du gaz qui a pour effet de réduire la facture des clients et conséquemment les radiations de factures. Les radiations de 2013 ont aussi <b>ont</b> été nettement plus faibles que prévu en 2013. Cette situation s'explique essentiellement par le traitement différent des comptes qui sont envoyés en collection. À la suite du transfert de la facturation cyclique dans SAP, la</i></p>

			<p><i>radiation des comptes envoyés en collection n'est réalisée qu'au moment où l'agence de recouvrement confirme à Gaz Métro, que la créance est irrécouvrable, donc après les démarches de collection de l'agence. Avant, la radiation des comptes était faite dès que les comptes étaient envoyés en collection. Cette nouvelle procédure a pour effet de décaler les radiations. Le niveau de radiation devrait donc revenir au seuil de 1 M\$ dans la prochaine année.</i></p> <p><i>La baisse de la dépense de mauvaises créances réelles (10 k\$) par rapport au budget de 1 010 k\$) s'explique aussi par l'ajustement à la baisse de la provision pour mauvaises créances au bilan au 30 septembre 2013.</i></p>
6	GM-4, Doc. 5, p.1	Frais de déplacement : ventiler l'écart de 0,8 M\$ entre ce qui découle des postes vacants et ce qui découle des formations/congrès et autres.	<p><i>Il est difficile d'évaluer précisément la portion du budget non dépensée relative spécifiquement à du mouvement de personnel. En fait, une vacance de poste entraîne un surplus de travail chez les autres membres de l'équipe et peut ainsi réduire autant les frais de déplacement et de repas, que leur participation à certaines activités externes, faute de temps. De plus, lorsqu'un poste est comblé, le temps de formation de l'employé vient aussi réduire le temps disponible aux activités externes.</i></p> <p><i>Par ailleurs, Gaz Métro tient à rappeler que dans la décision D-2013-106 du dossier R-3809-2012, phase 2 rendue le 15 juillet dernier, la Régie a considéré les impacts liés aux postes vacants dans la coupure de 5 M\$ en dépenses d'exploitation pour le dossier tarifaire 2013.</i></p>
7	GM-4, Doc. 7, p.1, l.25	Lignes Revenus : les escomptes de paiement sur les achats pour les projets de construction sont-ils capitalisés ou passés aux revenus en diminution des dépenses d'exploitation?	<p><i>Les escomptes de volume sont enregistrés au centre de coûts 14014 – approvisionnement biens et services corporatifs, en diminution des dépenses d'exploitation et sont ensuite capitalisés via les frais généraux capitalisés à un taux de 43,10 %. Pour ce qui est des escomptes de paiement, qui sont</i></p>

			<i>enregistrés au centre de coûts 10026 – comptabilité, ils sont aussi capitalisés via les frais généraux capitalisés, mais à un taux de 16,20 %.</i>
<b>8</b>	GM-9, Doc. 5, p.12	Redéposer la page confidentielle en pièce révisée. Ajouter, sur cette page, l'explication des calculs de la colonne « coûts total transaction » et de la colonne « coûts prix TCPL » et expliquer si les variations dans la colonne « Économies » sont dues aux arrondis.	<i>Une pièce confidentielle révisée est déposée.</i>
<b>9</b>	GM-4, Doc. 7, p.15, l.12	Que signifie « débit insuffisant » et pourquoi cela a-t-il retardé les opérations?	<i>L'activité d'inspection interne consiste à passer un cochon intelligent à travers une conduite pour recueillir beaucoup d'informations sur la conduite. Une des conduites qui devait être inspectée en 2013 est la conduite qui alimente le client TCE. Pour passer le cochon intelligent dans cette conduite sous-fluviale de 20" de CL-7070, la vitesse du gaz naturel doit être d'au minimum 1 m/s. Puisque TCE ne consomme seulement que 10 % du débit horaire maximum de son contrat, la vitesse du gaz naturel dans la conduite est de seulement 0,4 m/s et ne rend pas possible l'utilisation du cochon intelligent. D'autres options sont en cours d'analyses pour solutionner cette problématique.</i>
<b>10</b>	GM-4, Doc. 7, p.15, l.33	Pourquoi les coûts de dons et commandites Côte-Nord affectent-ils le secteur exploitation puisqu'ils sont censés être portés au compte de frais reportés?  Comment le budget des dons et commandites est-il alloué par secteur?	<i>Concernant le projet Côte-Nord, un budget de dons et commandites de 75 k\$ prévu pour 2013 n'a pas été utilisé. Cependant, les dépenses réelles de dons et commandites de l'ordre de 62 k\$ ont été imputées directement aux frais reportés du projet Côte-Nord.  Pour ce qui est des dépenses de dons et commandites, la majorité des dépenses provient du secteur Stratégie et communication et sont approuvées par celle-ci, soit 1,5 M\$ sur 1,8 M\$ de dépenses totales de la daQ.</i>



			<p><i>D'autres secteurs sont également appelés à effectuer des dons ou commandites pour des demandes plus spécifiques à leurs activités :</i></p> <p><i>Présidence : 145 k\$</i>  <i>V.-p. Approvisionnement et réglementation : 23 k\$</i>  <i>V.-p. Finance : 7 k\$</i>  <i>V.-p. Exploitation : 47 k\$</i>  <i>V.-p. Commercialisation : 21 k\$</i></p>
11	GM-24, Doc. 1, p.1, l.13	Pourquoi la contribution de 5,5 M\$ à la Cause tarifaire 2013 est-elle diminuée à 5,2 M\$ à la page 4, l.7?	<i>L'augmentation du tarif (et des revenus) par rapport à 2012 permet de compenser une hausse des coûts.</i>
12	GM-5, Doc. 1, p.5, l.44	Pourquoi les résultats des réponses aux situations d'urgence du mois de décembre ont-ils été moins bons que pour les autres mois de l'hiver?	<i>Le résultat a notamment été créé par la tempête record du 27 décembre qui a fait augmenter le nombre de réponses aux situations d'urgence au-delà de 35 min. Au lieu d'environ 5 « réponses manquées » par jour, on en a cumulé 35 pour les deux seuls jours du 27 et du 28.</i>
13	GM-5, Doc. 1, p.6	<p>Pourquoi le pourcentage d'abandon augmente-t-il à 2,36 %?</p> <p>Les abandons sont-ils inclus dans le calcul de la performance de réponse aux appels (qui lui s'améliore)?</p>	<p><i>Sans avoir fait d'enquête auprès de la clientèle concernée par les abandons, nous pouvons présumer que le pourcentage plus élevé d'abandons de 2012-2013 par rapport à 2011-2012 s'explique par un délai moyen de réponse supérieur en 2012-2013 par rapport à 2011-2012.</i></p> <p><i>Tous les abandons dont le temps d'attente est égal ou supérieur au seuil fixé sont calculés dans le pourcentage de niveau de service comme des appels n'ayant pas été répondus à l'intérieur du délai fixé. Le pourcentage de niveau de service de 2012-2013 a été inférieur à celui de 2011-2012.</i></p>

<b>14</b>	GM-5, Doc. 1, p.33	Combien a coûté le 325 tonnes de CO <sub>2</sub> ? Combien cela représente-t-il par tonne de CO <sub>2</sub> ?  Combien cela aurait-il coûté de procéder à des améliorations à l'interne au lieu de procéder à ces achats?	<i>L'achat du 325 tonnes est de 8125 \$, soit 23 \$ la tonne.  En comparant ce coût aux coûts des projets de réduction de GES effectués dans les dernières années, il était moins cher d'acheter des crédits.</i>
<b>15</b>	GM-23, Doc. 1	À partir de quand les nouveaux clients qui se raccordent seront-ils traités à l'extérieur de ce projet (donc traités marginalement)?	<i>Un client qui est raccordé sur le tracé prévu pour le projet fera partie du projet. Un client pour lequel on doit faire une conduite ne faisant pas partie du projet original sera traité à l'extérieur du projet.</i>
<b>16</b>	GM-13, Doc. 3, p.8	Pourquoi la rentabilité est-elle moins bonne? Est-ce dû à une baisse des tarifs?	<i>Oui. Le TRI a posteriori est moins bon avec les tarifs réels (9,97 %) qu'avec la grille tarifaire d'origine (10,56 %), car les revenus réels considérés dans le 9,97 % comprennent l'effet des baisses tarifaires (et des hausses)  Le TRI a posteriori selon la grille tarifaire d'origine : 10,56 % (l.37, col.2)  Le TRI a posteriori selon les tarifs réels : 9,97 % (l.42, col. 2)</i>
<b>17</b>	GM-9, Doc. 3, p.5	Pourquoi le prix du transport sur les achats à Dawn n'est-il pas actualisé en fonction des prix réels au rapport annuel? Ce qui aurait pour effet de répartir le coût de la prime (différentiel de lieu) différemment entre le T et le É. Une partie de l'écart défavorable de plus de 7 M\$ à l'équilibrage serait possiblement attribué au T, si on réévaluait.	<i>La méthode de fonctionnalisation appliquée depuis 2012, fixe la proportion des volumes de transport entre le T et le É et le prix en fonction du A anticipé au D, le taux de T sur les achats à Dawn est fixé au dossier tarifaire en fonction des « futurs ». Selon la méthode de fonctionnalisation en vigueur, ces paramètres fixés au dossier tarifaire ne sont pas réévalués au réel.</i>
<b>18</b>	GM-10, Doc. 4, p.2	Réviser la pièce pour ajouter une conciliation du volume avec la GM-9, Doc. 1 qui montrera que la différence est due au GNL.	<i>Une conciliation est intégrée à la pièce et une pièce révisée est déposée.</i>

<b>19</b>	GM-10, Doc. 2	<p>Pourquoi y a-t-il une différence entre le taux moyen à la pièce GM-10, Doc. 2 « contrepartie » et la pièce GM-9, Doc. 1?</p> <p>Si une erreur s'est glissée, SVP faire une pièce révisée. S'il n'y a aucune erreur, attendre la DDR pour expliquer l'écart.</p>	<p><i>Une erreur s'est glissée dans les taux qui ont été utilisés pour calculer la contrepartie de la normalisation.</i></p> <p><i>Distribution : le taux utilisé 2,3910 ¢/m<sup>3</sup> qui aurait dû être de 2,4916 ¢/m<sup>3</sup>; ainsi la contrepartie de la normalisation est sous-évaluée de 41 k\$ (-977 k versus -1 018 k)</i></p> <p><i>Équilibrage : le taux utilisé -0,694 ¢/m<sup>3</sup> qui aurait dû être de -0,1049 ¢/m<sup>3</sup> ainsi la contrepartie de la normalisation est surévaluée de 242 k\$ (41 k versus 283 k).</i></p> <p><i>Gaz Métro procédera à la mise à jour des pièces du rapport annuel à la suite de la décision de la Régie.</i></p>
<b>20</b>	GM-10 Doc. 5, p. I	Les numéros de lignes sur la pièce ne suivent pas.	<i>Une pièce révisée sera déposée.</i>
<b>21</b>	GM-12, Doc. 1, p.56	Combien de dossiers concernent le groupe Fenestra?	<i>Dans le programme PE233 Rénovation, aucun dossier ne concerne le groupe Fenestra.</i>
<b>22</b>	GM-12, Doc. 1, p.58	Combien de dossiers concernent ÉnerConcept (PE234)?	<i>Dans le programme PE234 Préchauffage solaire, 16 dossiers concernent Enerconcept.</i>

23	GM-13, Doc. 4	Pourquoi certaines lignes ne montrent pas de numéro de projet? Pourrait-on les identifier à un autre numéro de code ou adresse?	<p><i>Un numéro de projet n'est attribué que dans les conditions suivantes :</i></p> <p><i>a) Lorsque l'adresse de service fait partie d'un projet d'extension de réseau.</i></p> <p><i>b) Lorsque l'adresse de service fait partie d'un projet domiciliaire sur réseau pour lequel une entente de projet a été signée.</i></p> <p><i>Tous les autres dossiers apparaissant au rapport sans numéro de projet spécifique correspondent à des adresses de service sur réseau ne faisant partie d'aucun projet en particulier. Le seul numéro qui pourrait leur être attribué serait un numéro d'ordre de travail, mais l'ajout de cette information nécessiterait des modifications aux systèmes.</i></p>
24	GM-13, Doc. 4	Peut-on envoyer le fichier Excel à la FCEI?	<p><i>Oui. Le fichier sera acheminé.</i></p>
25	GM-3, Doc. 1, p.7	GM-3, Doc. 1 p.7 montre une diminution des taux d'amortissement des Installations Générales. Cependant, les charges d'amortissement au global augmentent. Pourquoi?	<p><i>1-) Effectivement, le taux moyen d'amortissement pour les installations générales a diminué de -3,2 % entre 2012 et 2013. Il s'agit d'un taux moyen calculé sur la valeur historique des immos en inst. gén. – les immos amortis à 100 %. Donc, les taux moyens peuvent varier en fonction de la valeur historique, des immos totalement amortis et de la dépense d'amortissement.</i></p> <p><i>2-) Les taux moyens considérés sont ceux des installations générales (bâtiment, flotte, équipement informatique, etc.) (page 7), alors que la dépense d'amortissement à la page 5 constitue la dépense d'amortissement de <b>TOUTES</b> les immobilisations de Gaz Métro daQ (ex. : conduite d'acier, branchement plastique, bâtiment, flotte, etc.), et non pas seulement la dépense d'amortissement relative aux installations générales.</i></p>

			<p>3-) La méthodologie pour amortir les immobilisations a changé en 2013. Comme expliqué lors de ma présence aujourd'hui, depuis 2013, les immos sont amortis le mois suivant leur mise en service. Ainsi, les additions de l'année 2013 ont été amorties le mois suivant leur mise en service. Contrairement à 2012, où les additions de l'année 2012 était seulement amorties au cours de l'année financière suivante, soit 2013. Donc, en 2012, la dépense d'amortissement périodique était <u>constante</u> et <u>uniforme</u> toute au long de l'année puisqu'elle était calculée sur le solde d'ouverture de l'année (2012).</p> <p>L'année financière 2013 étant l'année de transition, la dépense d'amortissement de 2013 est donc plus élevée que celle de l'année précédente (2012) puisqu'elle considère l'amortissement des additions de 2012 ainsi que celle des additions de 2013 (en partie, à l'exception des additions de septembre 2013).</p>
--	--	--	---