

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE
LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN DU
RAPPORT ANNUEL 2011 DE GAZ MÉTRO**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0055, Gaz Métro 8, document 1, page 2, ligne 9;
 - (ii) Pièce B-0055, Gaz Métro 8, document 2, page 5, ligne 21;
 - (iii) Pièce B-0055, Gaz Métro 20, document 1, page 1, lignes 4 à 20;
 - (iv) Décision D-2010-144, Dossier R-3720-2010, Phase 2, page 50, paragraphe 217.

Préambule :

Référence (i)

Le coût de service réel total tenant compte des coûts remboursés par le client GNL est de 910,696 M\$.

Référence (ii)

Le trop-perçu de 20 758 M\$ provient de l'écart entre les revenus de 931 454 M\$ et les coûts de 910 696 M\$ (tenant compte des coûts remboursés par le client GNL).

Référence (iii)

Écart de coûts entre le dossier tarifaire et les résultats réels facturés à GMST.

Référence (iv)

En ce qui concerne le traitement de GMST dans le dossier tarifaire, la Régie demandait :
« [217] Enfin, le distributeur devra s'assurer que ces opérations n'ont pas d'impact sur le gain de productivité en introduisant un exogène pour ajuster le revenu plafond. »

Demandes :

- 1.1** Veuillez indiquer sous quelle rubrique de la référence (i) a été imputé le remboursement par GMST pour l'utilisation de l'usine LSR indiqué à la référence (iii) dont le montant se chiffre à 3 433\$.

Réponse :

Les frais pour l'utilisation de l'usine LSR sont intégrés à la rubrique « équilibrage pointe » de la pièce B-0024, Gaz Métro-8, Document 2, page 5, ligne 15, colonne 5.

- 1.2** Veuillez décrire la procédure détaillée du traitement des achats de fourniture de gaz naturel de GMST dans le rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût de service de fourniture et de gaz de compression.

Réponse :

Le volume d'achats de fourniture de gaz naturel de GMST ne fait l'objet d'aucun traitement spécial dans le calcul mensuel du prix de la fourniture et du gaz de compression.

- 1.3** Dans la mesure où il existe un écart entre les coûts prévus et réels pour GMST tel que calculé à la référence (iii), et que cet écart a un impact sur le coût réel total permettant d'établir le trop perçu tel que calculé à la référence (ii), la Régie en déduit que l'écart de prévision affecte le montant du trop-perçu en fin d'année et par conséquent, la bonification de l'actionnaire. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie et commenter.

Réponse :

Il importe de préciser que dans le cas des revenus facturés à GMST, pour la fourniture, les services de transport et de compression, l'utilisation de l'usine LSR ainsi que le maintien de la fiabilité, aucun écart n'est généré entre les prévisions et les résultats réels. En effet, ces revenus permettent simplement à Gaz Métro de recouvrer les coûts qu'elle a réellement encourus.

Par ailleurs, les revenus de distribution, excluant le Fonds vert, et les revenus d'équilibrage liés à la consommation de gaz naturel ont une incidence sur le trop-perçu, et/ou manque à gagner puisqu'ils ne coïncident jamais avec les prévisions faites au dossier tarifaire. Ces écarts pour l'année 2011 au total de 281 \$ (pièce B-0109, Gaz Métro-20, Document 1, page 1, colonne «écart des coûts en \$ », lignes 11+12+14) représentent donc l'impact sur le trop-perçu de 2011.

Comme c'est le cas pour tous les autres éléments projetés au dossier tarifaire, les écarts avec le réel, qu'ils soient attribuables aux revenus ou aux coûts, sont constatés en fin d'exercice. La somme de ces écarts se traduit alors par un trop-perçu ou un manque à gagner et est soumis au mode de partage défini par le mécanisme incitatif.

- 1.4** En cas de confirmation, compte tenu de la décision de la Régie mentionnée à la référence (iv), veuillez indiquer comment il est possible que GMST puisse avoir un impact sur la bonification de l'actionnaire dans le dossier de fermeture.

Réponse :

La décision de la Régie citée en référence est relative au traitement de l'activité de vente de GNL dans le cadre d'un dossier tarifaire, décision que Gaz Métro a respecté. Par ailleurs, le 21 décembre 2010, Gaz Métro a déposé auprès de la Régie, une demande d'aménagements des modalités de mise en œuvre du modèle retenu par la Régie dans sa décision D-2010-144 à l'égard de l'activité de vente GNL. Cette demande visait à apporter certaines précisions quant au traitement de l'activité GNL dans le cadre des dossiers tarifaires et des rapports annuels. Dans sa décision D-2011-030, la Régie a accepté le traitement proposé pour l'activité de vente de GNL dans le rapport annuel. Ce traitement prévoit que les ajustements suivants seront appliqués en réduction du coût de service réel en fin d'exercice :

- Les coûts réels reliés à l'utilisation de l'usine LSR ;
- Les coûts réellement encourus aux services de fourniture, de compression, de transport, d'équilibrage et de distribution remboursés par le client GNL ; et
- Les coûts unitaires réels de maintien de la fiabilité ajustés en fonction des volumes réels, seulement pour des variations à la hausse.

Elle précise qu'« *une fois les différents ajustements appliqués, le coût de service réel de la clientèle des services réglementés sera obtenu. Ce coût sera alors utilisé pour dégager le trop-perçu ou le manque à gagner qui sera fonction des règles établies au mécanisme incitatif.* »

Dans les faits, Gaz Métro a appliqué la décision de la Régie à l'égard du traitement au rapport annuel de l'activité GNL.

Pour l'exercice 2010-2011, aucun volume n'a été projeté pour GMST puisque la date du début de ses activités avait été reportée et que les volumes associés à la période de tests n'étaient pas significatifs.

- 1.5** En cas de confirmation, veuillez présenter un mode de traitement réglementaire qui permettrait de neutraliser les écarts de prévisions associés à GMST sur la bonification octroyée à l'actionnaire.

Réponse :

Selon Gaz Métro, donner suite à la demande de la Régie constituerait une modification au mécanisme incitatif applicable pour l'année. Or, le mécanisme est le fruit d'une entente du Groupe de travail, dont les intervenants ne participent pas au présent dossier, et une telle modification ne peut être le résultat de la volonté unilatérale de Gaz Métro. Par ailleurs, les impacts sur le trop-perçu, et/ou le manque à gagner sont, somme toute, négligeables pour 2011 – de l'ordre de 281 \$ sur un trop-perçu de 20,8 M\$ – et le seront probablement pour

2012, dernière année du présent mécanisme incitatif. Par conséquent, Gaz Métro soumet respectueusement que la démarche demandée par la Régie n'est pas souhaitable.

Enfin, le nouveau mécanisme incitatif proposé ne comportant pas de partage du trop-perçu, et/ou manque à gagner, les écarts de prévisions n'auront aucun impact sur la bonification de l'actionnaire.

2. Référence : Pièce B-0107, Gaz Métro 45, document 1, page 49

Préambules :

« Le taux de distribution correspond au coût moyen unitaire dans l'étude d'allocation des coûts de 2009-2010 établi pour le tarif 5.8 volet A de 2,729 ¢/m³, déduction faite du taux du Fonds vert de 2010 de 1,01 ¢/m³ pour un résiduel de 1,719 ¢/m³ (réf. : R-3720-2010, B-17, Gaz Métro-13, Document 3, page 5, ligne 50). »

Demande :

2.1 Veuillez justifier l'utilisation du palier 5.8 pour l'identification des coûts de distribution associés à GMST.

Réponse :

Les ventes de GNL n'ont débuté qu'en mars 2011, moment où Gaz Métro était en pleine préparation de son dossier tarifaire 2012. Le profil de consommation de l'usine LSR prévu au dossier tarifaire 2012 a été erronément utilisé afin de déterminer le palier à des fins de facturation de GMST. En vertu du profil de consommation de l'usine LSR de l'année 2011, GMST aurait dû se voir facturer au palier 5.7, pour les services de distribution et d'équilibrage. Le tableau suivant illustre l'écart de facturation à GMST aux services de distribution et d'équilibrage. L'utilisation du palier 5.7 plutôt que 5.8 a donc eu un effet de surfacturation à GMST.

	Taux facturé 5.8 (¢/m ³)	Taux corrigé 5.7 (¢/m ³)	Écart de taux (b)-(a)=(c)	Volumes (m ³)	Écart de facturation (c)X(d)
Distribution (excluant Fonds vert)	1,719	1,818	0,099	27 930	27,65 \$
Équilibrage	(0,713)	(1,561)	(0,848)	27 930	(236,85) \$
Surfacturation à GMST					(209,20) \$

Étant donné l'écart peu significatif de 209 \$, Gaz Métro propose de ne pas apporter de correctif au Rapport annuel 2011.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, pages 15-16;
 - (ii) Pièce B-0029, Gaz Métro-9, document 4, page 1.

Préambule :

(i) « Comme indiqué à la réponse à la question 8.1, la rubrique « Réceptions en franchise » de la ligne 24 correspond à un contrat d'achat de fourniture de gaz naturel de $26 \text{ } 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ auprès d'un producteur de biogaz pour la période du 1^{er} novembre 2010 au 31 octobre 2011, pour un total de $8,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$ pour l'année 2011. »

(ii) Ligne 28 Biogaz

Demande :

- 3.1** Veuillez expliciter ce qui distingue la nature des transactions comptabilisées aux lignes 24 et 28.

Réponse :

Les réceptions en franchise indiquées à la ligne 24 correspondent aux achats de gaz naturel effectués par Gaz Métro dans son territoire auprès d'un producteur de biogaz. Ce gaz naturel est intégré au réseau de distribution régulier de Gaz Métro au même titre que tout autre gaz naturel acheté à l'extérieur de son territoire.

L'élément biogaz, indiqué à la ligne 28, correspond à l'approvisionnement fourni par le site d'enfouissement de Sainte-Sophie, via un réseau dédié relié directement au client « Biogaz », pour répondre à la consommation en biogaz de ce client. Étant donné que cette consommation fait partie de la demande totale distribuée par Gaz Métro, telle qu'indiquée à la ligne 3 du document à la référence (ii), la partie approvisionnement doit également être considérée même s'il s'agit d'un réseau dédié.

- 4. Référence :** Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 18.

Préambule :

Ligne Vente FTLH, livré à EDA Vente à un tiers

Demandes :

- 4.1** Veuillez indiquer l'identité du tiers à qui la vente de FTLH inutilisé a été faite au cours de chacune des 7 journées.

Réponse :

L'information est déposée sous pli confidentiel à l'annexe 1.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0030, Gaz Métro-9, document 5, page 2;
 - (ii) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 20;
 - (iii) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 21;
 - (iv) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, Document 1, page 21.

Préambule :

- (i) Tableau, Ligne Vente de fourniture à Dawn, portion transport
- (ii) « *Ainsi, Gaz Métro a demandé à trois fournisseurs de reconstruire a posteriori de tels prix.*
Le tableau suivant présente les prix moyens des trois fournisseurs, établis selon les valeurs constatées pour chaque journée.»
- (iii) Tableau Revenus de vente de gaz naturel à Empress et vente FTLH Empress-Dawn, ligne Prix de vente ($\text{¢}/\text{m}^3$) Fourniture et compression et ligne Revenus de vente (\$) Fourniture et compression.
- (iv) Comparaison des approches

Demandes :

- 5.1** En rapport avec la référence (i), pour chacune des journées où de telles transactions ont eu lieu, veuillez présenter un bilan Demande et sources d'approvisionnement gazier avant revente du gaz naturel à Dawn. Lorsque des achats de fourniture à Dawn faisaient partie de l'approvisionnement, veuillez indiquer, dans chaque cas, le type d'entente en vertu duquel se faisaient ces achats (quotidien, hebdomadaire etc.).

Réponse :

Le tableau suivant détaille la demande en franchise et les sources d'approvisionnement utilisées pour répondre à cette demande et ce, pour chacune des journées où il y a eu des ventes de gaz naturel à Dawn, telles qu'observées en fin de journée.

Au cours de ces journées, aucun achat de fourniture de gaz naturel n'avait été contracté d'avance à Dawn et aucun achat « spot » n'a été effectué à Dawn.

Le gaz naturel excédentaire à Dawn correspond à du gaz naturel contracté d'avance à AECO et redirigé vers Dawn étant donné la structure d'approvisionnement et les besoins dans le territoire de Gaz Métro.

N'eût été de la vente de gaz naturel à Dawn, ce gaz aurait normalement été injecté dans le site d'entreposage à Dawn. Or, le niveau d'inventaire chez Union ayant atteint le niveau maximal prévu à cette période de l'année, Gaz Métro se retrouvait en situation excédentaire et devait alors vendre le gaz naturel. Cet aspect des approvisionnements n'est pas illustré dans le tableau ci-dessous qui présente uniquement la demande et les approvisionnements dans le territoire de Gaz Métro.

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT
POUR LES JOURNÉES DE VENTE DE GAZ NATUREL À DAWN (10³m³)

	24-sept-11	25-sept-11	26-sept-11	27-sept-11	28-sept-11	29-sept-11
Vente de gaz naturel à Dawn (informatif)	1 584	1 584	1 584	660	660	1 320
Demande en franchise						
Demande franchise	8 513	9 043	9 601	9 428	9 459	9 413
Demande biogaz	69	65	54	53	57	61
Livraisons en franchise						
Vente FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	0
Échange Dawn/EDA	0	0	0	0	0	0
Injection LSR	310	310	310	313	313	321
Injection PDL	0	0	29	123	118	110
Injection SFL	518	517	518	518	1	515
Augmentation du <i>Linepack</i>	2	154	0	245	180	0
Écart positif de nominations	6	12	16	12	0	79
Total	9 417	10 102	10 528	10 692	10 127	10 499
Outils d'approvisionnement en franchise						
FTLH après vente	4 759	4 759	4 759	4 759	4 759	4 759
Vente FTLH, livré à EDA						
Client en GAC	0	0	0	0	0	0
Vente à un tiers	0	0	0	0	0	0
Total FTLH	4 759	4 759	4 759	4 759	4 759	4 759
moins FTLH dirigé vers Parkway	-1 512	-1 019	-677	-564	-857	-870
FTLH vers franchise	3 247	3 740	4 081	4 195	3 902	3 889
FTSH Dawn-EDA	0	0	0	0	0	0
FTSH Parkway-EDA	0	0	0	0	0	0
STS	254	447	0	0	0	0
Autres transports vers EDA/NDA						
Cession d'optimisation LH	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323
Transport par échange	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185	1 185
Transport fourni par les clients	1 527	1 527	1 527	1 461	1 422	1 422
Gaz d'appoint	776	776	776	776	776	776
Optimisation - cession SH	0	0	264	660	396	528
Optimisation échange NDA	0	0	0	0	0	0
Réceptions en franchise						
(producteur de biogaz)	26	26	26	26	26	26
Biogaz	69	65	54	53	57	61
Évaporation LSR	11	14	14	14	19	35
Retrait LSR	0	0	0	0	0	0
Retrait PDL	0	0	0	0	0	0
Retrait SFL	0	0	0	0	0	0
Diminution du <i>Linepack</i>	0	0	278	0	0	255
Écart négatif de nominations	0	0	0	0	22	0
Total	9 417	10 102	10 528	10 692	10 127	10 499

5.2 En rapport avec la référence (ii), veuillez identifier les 3 fournisseurs et présenter le détail de chacune des estimations présentées.

Réponse :

Les noms des trois fournisseurs sont déposés sous pli confidentiel à l'annexe 1.

Le tableau ci-dessous présente l'information détaillée des prix du marché reconstitués par les fournisseurs pour chacune des journées visées par les ventes de gaz naturel à Dawn.

Date de référence	Période	Vente gaz naturel - Empress		Vente FTLH - Empress /	
		\$/GJ	¢/m ³	\$/GJ	¢/m ³
Fournisseur A					
2011-09-23	2011-09-24 au 2011-09-26	3,18	12,049	0,73	2,766
2011-09-26	2011-09-27	3,25	12,314	0,74	2,804
2011-09-27	2011-09-28	3,26	12,352	0,72	2,728
2011-09-28	2011-09-29	3,22	12,201	0,80	3,031
Fournisseur B					
2011-09-23	2011-09-24 au 2011-09-26	3,17	12,011	0,686	2,599
2011-09-26	2011-09-27	3,22	12,201	0,725	2,747
2011-09-27	2011-09-28	3,25	12,314	0,458	1,735
2011-09-28	2011-09-29	3,20	12,125	0,728	2,758
Fournisseur C					
2011-09-23	2011-09-24 au 2011-09-26	3,17	12,011	0,47	1,781
2011-09-26	2011-09-27	3,22	12,201	0,47	1,781
2011-09-27	2011-09-28	3,25	12,314	0,54	2,046
2011-09-28	2011-09-29	3,20	12,125	0,55	2,084
Moyenne					
2011-09-23	2011-09-24 au 2011-09-26	3,17	12,024	0,63	2,382
2011-09-26	2011-09-27	3,23	12,238	0,65	2,444
2011-09-27	2011-09-28	3,25	12,327	0,57	2,170
2011-09-28	2011-09-29	3,21	12,150	0,69	2,625

Il est à noter qu'une erreur s'est glissée dans la saisie du prix moyen de fourniture pour la transaction 5 visant la vente du 29 septembre 2011 au tableau de la référence (iii); la valeur de 12,287 ¢/m³ aurait dû se lire 12,150 ¢/m³.

5.3 En rapport avec la référence (iii), la Régie comprend que le gaz naturel serait vendu à Empress. Veuillez expliquer pourquoi il serait utile et requis d'ajouter au prix de vente de la fourniture le coût de la compression entre Empress et Dawn.

Réponse :

L'élément « Prix de vente - fourniture et compression » indiqué au tableau détaillant les revenus de vente de gaz naturel à Empress et vente de FTLH Empress-Dawn (réf. : B-0107, Gaz Métro-45, Document 1, page 20) correspond uniquement au prix moyen de vente de gaz naturel à Empress communiqué par les fournisseurs, tel que présenté en réponse à la question 5.2 ci-dessus. La ligne aurait dû se lire « fourniture ».

Toutefois, la notion de compression se doit d'être également considérée. En effet, Gaz Métro avait contracté la molécule, incluant le gaz de compression entre Empress et GMI EDA, pour être transportée sur la capacité de transport FTLH de TCPL. Puisque la tierce partie qui achète la capacité de transport fournit elle-même le gaz de compression requis sur le tronçon entre Empress et Dawn, Gaz Métro se doit donc de vendre une quantité équivalente de gaz de compression.

Ainsi, le tableau des revenus de vente de gaz naturel à Empress et vente de FTLH Empress-Dawn doit être révisé pour intégrer cet élément. Le tableau suivant reprend les données déjà fournies en y ajoutant l'élément compression. La correction à la transaction 5 mentionnée en réponse à la question 5.2 a été intégrée.

Revenus de vente de gaz naturel à Empress et vente FTLH Empress-Dawn

Transactions	1	2	3	4	5	Total
Ventes de fourniture et compression à Empress						
Volume (10 ³ m ³)	2 375	2 375	660	660	1 320	7 390
Volume de compression (10 ³ m ³) (à 1,13 %)	27	27	7	7	15	84
Volume total vendu (10 ³ m ³)	2 402	2 402	667	667	1 335	7 473
Prix de vente (¢/m ³)	12,024	12,024	12,238	12,327	12,150	12,093
Revenus de vente (\$)	288 827	288 827	81 662	82 252	162 145	903 715
<i>Fourniture</i>	285 600	285 600	80 750	81 333	160 333	893 617
<i>Compression</i>	3 227	3 227	912	919	1 812	10 098
Ventes de transport Empress-Dawn						
Volume (10 ³ m ³)	2 375	2 375	660	660	1 320	7 390
Prix de vente (¢/m ³)	2,382	2,382	2,444	2,170	2,625	2,412
Revenus de vente (\$)	56 580	56 580	16 125	14 317	34 633	178 235
Revenus totaux (\$)	345 407	345 407	97 787	96 569	196 778	1 081 950

En fonction de ces nouvelles données, la comparaison des approches est modifiée comme suit :

« Considérant les prix ci-dessus, la comparaison des résultats démontre que l'option de vendre le gaz naturel à Dawn a généré 22 850 \$ de revenus additionnels ; 741 \$ aux services de fourniture et de compression et 22 109 \$ au service de transport.

[...]

Sous cette alternative, outre l'impact sur les coûts de transport, il faut également considérer la perte de revenus de 741 \$ aux services de fourniture et de compression qui se refléterait par une hausse des prix.

Il demeure donc important d'évaluer l'impact global des transactions sur l'ensemble des services. »

L'analyse de l'impact sur le trop-perçu demeure inchangée étant donné que la variation sur les revenus du service de transport demeure identique.

- 5.4** En rapport avec la référence (iii), veuillez scinder le prix de vente ($\text{¢}/\text{m}^3$) entre la fourniture et la compression. Veuillez faire de même pour les revenus de vente (\$).

Réponse :

Veuillez vous référer au tableau présenté en réponse à la question 5.3 ci-dessus. Tel qu'illustré, ce n'est pas le prix qui est scindé entre la fourniture et la compression, mais plutôt les volumes de vente de gaz naturel.

- 5.5** En rapport avec la référence (iii), la Régie croit comprendre que, dans le cas de la vente du gaz naturel à Dawn, le distributeur doit encourir les coûts de compression entre Empress et Dawn, ce qui n'est pas le cas lorsque le gaz naturel est vendu à Empress. Veuillez confirmer ou infirmer.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 5.3 ci-dessus.

- 5.6** En rapport avec la référence (iv), pour compléter la comparaison des revenus et dans l'optique où une analyse complète prendrait en compte les coûts différentiels entre les 2 approches, veuillez présenter une comparaison des 2 approches intégrant les revenus et les coûts pertinents.

Réponse :

À la planification initiale, avant d'effectuer les ventes excédentaires, le gaz naturel non requis par la demande en franchise est dirigé vers Dawn à des fins d'injection. Or, le niveau d'inventaire chez Union ayant atteint le niveau maximal prévu à cette période de l'année, Gaz Métro devait se départir de ses approvisionnements excédentaires.

L'approche retenue par Gaz Métro a été de vendre le gaz naturel excédentaire à Dawn.

La seconde approche évaluée suppose que Gaz Métro aurait vendu le gaz naturel (incluant le gaz de compression) à Empress et offert à un tiers de lui vendre du transport entre Empress et Dawn, point de transaction visé par le marché. Selon cette option, le tiers aurait alors fourni le gaz naturel à transporter entre Empress et Dawn, augmenté du gaz de compression requis pour ce tronçon. Gaz Métro aurait utilisé sa capacité de transport FTLH entre Empress et EDA, en redirigeant cette quantité vers Parkway pour qu'elle soit par la suite transportée vers Dawn en utilisant le transport C1 de Union Gas entre Parkway et Dawn.

Le tableau ci-dessous présente l'analyse sommaire des coûts et revenus reliés aux capacités excédentaires observées en septembre 2011 pour la fourniture, la compression et le transport selon les deux approches.

	Vente de fourniture à Dawn			Vente de fourniture à Empress et vente de transport Empress-Dawn ⁽¹⁾		
	Volume 10 ³ m ³	Prix ¢/m ³	Coûts / (Revenus) \$	Volume 10 ³ m ³	Prix ¢/m ³	Coûts / (Revenus) \$
Fourniture à AEEO	7 390	12,953	957 200	7 390	12,953	957 200
Transport AEEO - Empress	7 390	0,751	55 496	7 390	0,751	55 496
Revenus d'extraction des liquides	7 390	(0,947)	(69 972)	7 390	(0,947)	(69 972)
Prix moyen de fourniture à Empress	7 390	12,757	942 724	7 390	12,757	942 724
Compression Empress-EDA (1,35 %)	100	12,757	12 727	100	12,757	12 727
Revenu Vente de fourniture à Empress (+ compression à 1,13 %)				7 473	(12,093)	(903 715)
Transport FTLH						
fixe	7 390	7,954	587 756	7 390	7,954	587 756
variable	7 390	0,545	40 256	7 390	0,545	40 256
Transport C1 (Parkway- Dawn)	7 390	0,068	5 018	7 390	0,068	5 018
Compression C1 (Parkway- Dawn) (0,353 %)	26	12,757	3 328	26	12,757	3 328
Revenu - Vente de fourniture à Dawn	7 390	(14,950)	(1 104 800)			
Revenu - Vente de transport Empress-Dawn				7 390	(2,412)	(178 235)
Coûts nets			487 008			509 859
Variation entre les deux approches						22 850

(1) La tierce partie fournit à Gaz Métro le gaz naturel à transporter vers Dawn ainsi que le gaz de compression entre Empress et Dawn

L'analyse démontre que les coûts de transport entre les deux approches sont les mêmes pour Gaz Métro étant donné que l'excédent de gaz naturel est dirigé vers Dawn dans les deux situations. La différence entre les deux approches se situe dans la génération des revenus, la vente de gaz naturel à Dawn générant des revenus supérieurs.

6. Référence : Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 3.

Préambule :

« On retrouve des coûts d'abandon dans deux catégories de projets : des projets dont le but premier est le retrait de l'actif (par exemple, l'abandon d'un poste de prédétente ou encore l'abandon d'un branchement à la rue) et des projets d'investissement dans lesquels les travaux nécessitent le retrait d'une partie d'un actif (par exemple, le retrait d'une partie d'une conduite lors de la réalisation d'un bouclage pour le renforcement du réseau). » (Nous soulignons)

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer si Gaz Métro, dans son analyse économique pour évaluer la rentabilité d'un projet prend en compte les coûts d'abandon associés à des projets d'investissement dans lesquels les travaux nécessitent le retrait d'une partie d'un actif. Dans la négative, veuillez expliquer et justifier l'exclusion de ces coûts.

Réponse :

Oui, dans son analyse économique pour évaluer la rentabilité d'un projet, Gaz Métro prend en compte les coûts d'abandon associés à des projets d'investissement dans lesquels des travaux nécessitent le retrait d'une partie d'un actif, s'il y a lieu.

Il est cependant exceptionnel que des travaux d'abandon soient réalisés dans des projets d'investissement de développement du réseau. La grande majorité des travaux d'abandon est réalisée dans des projets d'amélioration du réseau.

6.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro, dans l'évaluation de la rentabilité de ses plans de développement à priori et à posteriori, prend en compte des coûts d'abandon associés à des projets d'investissement dans lesquels les travaux nécessitent le retrait d'une partie d'un actif. Dans la négative, veuillez expliquer et justifier l'exclusion de ces coûts.

Réponse :

Oui, via le montant à investir, Gaz Métro prend en compte les coûts d'abandon associés à des projets d'investissement dans lesquels des travaux nécessitent le retrait d'une partie

d'un actif lors de l'évaluation de la rentabilité de ses plans de développement *a priori* et *a posteriori*.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 28;
 - (ii) Décision D-2010-144, dossier R-3720-2010, phase 2, page 60;
 - (iii) Dossier R-3720-2010, phase 2, pièce B-17, Gaz Métro-9, document 1, page 11;
 - (iv) Décision D-2011-182, dossier R-3752-2011, phase 2, page 20.

Préambule :

En référence (i), la Régie demande à Gaz Métro de « *fournir l'ensemble des hypothèses économiques retenues aux fins de l'analyse de rentabilité a posteriori présentée en référence (i), ainsi que les références de ces hypothèses.* »

Gaz Métro répond que « *[l]es hypothèses économiques retenues dans le cadre du calcul des tests a posteriori sont les mêmes que celles utilisées dans le cadre du dossier tarifaire 2011 (et approuvés par la Régie dans la décision D-2010-144). Cela dit, Gaz Métro fait une mise à jour réelle des participants, des économies et les coûts des programmes tels que présentés au Tableau I : Rapport de suivi et d'implantation du PGEÉ 2010-2011.* »

À la référence (ii) :

« *Compte tenu du fait que la nouvelle méthode de calcul de la rentabilité a eu pour effet que la quasi-totalité des programmes du FEÉ sont non rentables, le ROEÉ propose, lors du calcul de la valeur actualisée nette du TCTR, que le FEÉ utilise un taux d'actualisation de 3,95 % réel et de 5,05 % nominal, plutôt que le taux d'actualisation de 6 % réel utilisé par Gaz Métro pour le PGEÉ.* »

À la référence (iii) :

« *Le coût évité de 1 m³ de gaz naturel non distribué par Gaz Métro, incluant le prix du gaz naturel de 0,2082 \$/m³, se situe à 0,2973 \$/m³ pour les volumes de base et à 0,3351 \$/m³ pour les volumes de chauffage.* »

À la référence (iv) :

« *La Régie autorise la mise à jour annuelle du taux d'actualisation utilisé aux fins du calcul du TCTR, du TP, du TNT et du TCS à partir du coût en capital prospectif qu'elle a autorisé dans le cadre du dossier tarifaire précédent et d'un taux d'inflation de 2 %. Ainsi, pour le PGEÉ 2012, la Régie autorise un taux d'actualisation réel uniforme de 4,53 %.* »

Demandes :

7.1 Veuillez confirmer que les paramètres économiques utilisés aux fins de l'analyse de rentabilité *a posteriori* correspondent au taux d'actualisation réel de 6 % (référence (ii)) ainsi qu'aux coûts évités présentés en référence (iii). Veuillez préciser les taux de taxes utilisés dans cette analyse.

Réponse :

Gaz Métro confirme que le taux d'actualisation réel utilisé pour l'analyse de rentabilité *a posteriori* est de 6 %.

Gaz Métro confirme que les coûts évités utilisés correspondent à ceux présentés en référence (iii).

Les taux de taxes utilisés pour le Rapport annuel 2011 sont de 5 % pour la TPS et de 7,5 % pour la TVQ, soit les mêmes que ceux utilisés dans le cadre de la Cause tarifaire 2011.

7.2 Tenant compte du fait que Gaz Métro « *fait une mise à jour réelle des participants, des économies et les coûts des programmes* », veuillez élaborer sur l'opportunité de mettre également à jour le taux d'actualisation utilisé aux fins de l'analyse de rentabilité *a posteriori* pour tenir compte du taux révisé par la Régie en référence (iv).

Réponse :

Le taux présenté à la référence (iv) est le résultat du taux d'actualisation approuvé par la Régie au dossier tarifaire 2012.

Gaz Métro n'a pas fait de mise à jour du taux d'actualisation pour les fins du Rapport annuel 2011 en considérant que :

- le taux d'actualisation autorisé par la Régie au dossier tarifaire 2012 est appliqué pour l'année 2011-2012, sans effet rétroactif sur une année antérieure ; et
- la mise à jour du taux d'actualisation pourrait créer une distorsion dans l'analyse comparée des prévisions et des résultats réels de la rentabilité des programmes. En conservant le taux d'actualisation autorisé au dossier tarifaire de l'année, tout comme c'est le cas pour la durée de vie des mesures ou encore les coûts évités par exemple, Gaz Métro s'assure de présenter des résultats qui ne découlent que des variations liées aux paramètres spécifiques aux programmes, soit les participants, les économies générées et les coûts des programmes.

- 8. Références :** (i) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 26;
(ii) Pièce B-0041, Gaz Métro-12, document 3, pages 49 et 55.

Préambule :

En référence (i), Gaz Métro indique, au sujet du programme *PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire* que « 62 % des dossiers payés ont été engagés avant 2010-2011, soit 8 dossiers sur un total de 13 dossiers ou participants bruts ».

En référence (ii), le Tableau I, qui présente le suivi du PGEÉ, fait état de 9 participants nets pour le programme *PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire*. Le Tableau VII, qui présente la répartition des participants réels 2010-2011, fait également état de 9 participants nets pour le programme *PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire*.

Demandes :

- 8.1** Veuillez indiquer si la colonne « % payé engagé en 2010-2011 » du Tableau VII s'applique au nombre de participants nets de chacun des programme.

Réponse :

La colonne « % payé engagé en 2010-2011 » est calculée sur le nombre de participants bruts afin de refléter la réalité entre le nombre de dossiers payés et engagés.

- 8.2** Veuillez concilier les 8 et 13 dossiers dont il est question en référence (i) avec les 9 participants nets du programme *PE200-Chauffe-eau à efficacité intermédiaire*.

Réponse :

Le nombre de participants bruts pour ce programme fut de 13 pour l'année 2010-2011. De ce nombre, 8 dossiers ont été engagés dans une année antérieure à 2010-2011, ce qui représente un ratio de 62 %, tel que présenté en référence (i). La proportion de dossiers payés en 2010-2011 et engagés selon l'année financière est donc établie sur la base des participants bruts.

Les 9 participants nets, tels que présentés en référence (ii), correspondent aux 13 participants bruts en considérant le taux d'opportunisme de 34 % applicable à ce programme¹.

Le nombre de participants nets est présenté au tableau VII² à titre de référence seulement.

¹ R-3752-2011, pièce B-0244 Gaz Métro-9, Document 2, page 15

² R-3782-2011, pièce B-0041, Gaz Métro-12, Document 3, page 55

- 9. Références :** (i) Pièce B-0047, Gaz Métro-13, document 5, page 1;
(ii) Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 36.

Préambule :

En référence (i) :

« En ce qui a trait à la rentabilité, l'exercice demandé par la Régie est complexe, voire impossible, pour la grande majorité des ventes en nouvelles constructions et de plusieurs projets de développement étant donné que les coûts de conduite sont inclus au plan de développement sur la base des projets et non sur une base unitaire. À titre d'exemple, supposons un projet composé de huit clients commerciaux dont seulement deux obtiendraient du PRC, Gaz Métro devrait alors déterminer un mode d'allocation des coûts entre les différents clients afin d'arriver à une rentabilité séparée entre les clients ayant obtenu du PRC et ceux qui n'en recevraient pas. Pour le moment, Gaz Métro n'est donc pas en mesure de produire les analyses demandées. »
[Nous soulignons]

En référence (ii) :

« b) Tous les autres projets

Pour tous les autres types de projets, que ce soit les projets à client unique ou les projets à clients multiples, un calcul de revenu requis est complété par projet. En fonction des intrants, le calcul du revenu requis détermine une rentabilité pour l'ensemble du projet. Les intrants nécessaires au calcul sont les coûts estimés du projet, les volumes de consommation, les revenus et les subventions PRC, le cas échéant.

Le montant de subvention PRC accordé est établi sous une base négociée et ne peut dépasser 100 % des dépenses admissibles. Basé sur le contexte général du projet, le PRC accordé sera négocié en fonction de la position concurrentielle, des calculs économiques du client, de l'environnement d'affaires et bien sûr, de la rentabilité recherchée. Dans le cas du marché de la nouvelle construction résidentielle, c'est habituellement ce dernier facteur uniquement qui importe, étant donnée la difficulté plus grande dans ce marché d'atteindre le taux de rendement souhaité, tel que présenté au dossier R-3752-2011, (B-0347, Gaz Métro-3, Document 3). »

Demande :

- 9.1** Compte tenu que, selon la référence (ii), le calcul du revenu requis est fait par projet et que, selon la référence (i), les coûts de conduites sont inclus au plan de développement sur la base de projets, veuillez expliquer de quelle manière, pour le cas cité en exemple dans le préambule (i), Gaz Métro établit, a priori, le montant de subvention PRC qui peut être accordé à 2 clients d'un projet comportant 8 clients CII. Expliquez notamment comment Gaz Métro applique les différents critères listés en référence (ii) (position concurrentielle, calculs économiques du client, l'environnement d'affaires et la rentabilité recherchée).

Réponse :

Les montants de subvention sont individuellement négociés avec chacun des clients d'un même projet (deux clients dans le cas cité en exemple). Les critères de position concurrentielle, de calculs économiques et d'environnement d'affaires sont donc considérés dans cette évaluation individuelle.

Plus particulièrement, les volumes de consommation en gaz naturel prévus des clients ont généralement une incidence directe sur la nécessité d'octroyer un PRC ou non. Par exemple, un client avec d'importants volumes de consommation prévus pourrait considérer que les avantages économiques du gaz naturel versus une autre source d'énergie sont suffisants sans pour cela que Gaz Métro ait à lui offrir une subvention PRC. Inversement, un client n'obtenant pas les mêmes avantages économiques en raison d'une consommation plus petite pourrait s'avérer moins enclin à choisir le gaz naturel à titre de source d'énergie. Cette situation constituerait un incitatif pour Gaz Métro à offrir un montant de subvention PRC au client afin qu'il accepte l'entente.

Les montants résultant de chacune de ces négociations sont ensuite colligés afin de permettre le calcul du revenu requis de l'ensemble du projet, lequel inclut également six clients qui ne reçoivent pas de subvention. La somme des montants de PRC négociés est donc ainsi prise en compte dans le calcul du revenu requis, au même titre que le coût des conduites et autres coûts estimés du projet.

10. Référence : Pièce B-0107, Gaz Métro-45, document 1, page 37.

Préambule :

« En effet, Gaz Métro pourrait d'une part évaluer globalement la rentabilité a posteriori des projets pour lesquels la grille d'aide financière est utilisée, soit les projets de conversion sur réseau de moins de 75 000 m³ et comportant un seul client. Elle pourrait également évaluer distinctement la rentabilité a posteriori pour l'ensemble de tous les autres projets.

Demande :

10.1 Veuillez présenter, pour l'année 2011, la répartition des projets subventionnés par le PRC selon les catégories suivantes :

- Projets de conversion sur réseau de moins de 75 000 m³ et comportant un seul client;
- Autres projets de moins de 75 000 m³ comportant un seul client;
- Projets de plus de 75 000 m³ comportant un seul client;
- Projets de nouvelle construction résidentielle à clients multiples;
- Autres projets à clients multiples.

Pour chaque catégorie veuillez indiquer le nombre de projets, le nombre de clients résidentiel, CII et total, les volumes résidentiel, CII et total prévus et le montant de subvention PRC résidentiel, CII et total versé.

Réponse :

Gaz Métro aimerait préciser que l'utilisation du conditionnel dans le préambule signifiait qu'une évaluation distincte des rentabilités globales selon la segmentation mentionnée à ce préambule est effectivement possible, mais pas dans le cadre du rapport annuel actuel. Les processus actuellement en place impliquent des modifications substantielles qui ne sont pas possibles à courte échéance.

Gaz Métro soumet que la nouvelle demande de la Régie semble aller au-delà de la segmentation proposée au préambule. Il n'est présentement pas possible d'établir une rentabilité globale *a posteriori* selon une telle segmentation. Gaz Métro soumet respectueusement qu'il pourrait possiblement être opportun d'organiser une rencontre permettant de discuter des enjeux liés aux différences apparentes entre les besoins exprimés par la Régie et les informations qui pourraient effectivement être fournies par Gaz Métro.

Une telle rencontre pourrait entre autres permettre à Gaz Métro de bien comprendre les objectifs spécifiques recherchés par la Régie et d'identifier le niveau de détail requis pour répondre aux besoins de celle-ci. Une telle rencontre aurait également pour but de fournir l'opportunité à Gaz Métro de faire part à la Régie de possibles enjeux opérationnels ainsi que des coûts de développement quant à la faisabilité de fournir des informations selon les segmentations requises.

**RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 2 DE
LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA DEMANDE D'EXAMEN DU
RAPPORT ANNUEL 2011 DE GAZ MÉTRO**

L'annexe 1, en réponse aux questions 4.1 et 5.2 de la demande de renseignements n^o 2 de la Régie, est déposée sous pli confidentiel.