RÉPONSE DE GAZ MÉTRO

À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 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 2012

BASE DE TARIFICATION

- 1. Références: (i) Pièce B-0020, page 1;
 - (ii) Pièce B-0023, page 1;
 - (iii) Dossier R-3782-2011, pièce B-0014, page 1.

Préambule:

- (i) Gaz Métro présente la base de tarification 2012, dont des valeurs comptables nettes au 30 septembre de 1 498 699 k\$ pour les immobilisations et de (55 997) k\$ pour les contributions (colonne 13 du tableau).
- (ii) Gaz Métro présente le sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations au 30 septembre 2011 et 2012. La valeur comptable nette des immobilisations s'élève à 1 462 843 k\$ en 2011 et 1 498 702 k\$ en 2012. La valeur comptable nette au 30 septembre 2012 des contributions s'élève à (74 558) k\$.
- (iii) Gaz Métro présente la base de tarification 2011, dont un montant de 1 458 955 k\$ pour la valeur comptable nette des immobilisations au 30 septembre 2011 (colonne 13 du tableau).

Demandes:

1.1 La valeur comptable nette des immobilisations au 30 septembre 2012 présentée à la référence (i) se concilie avec le montant présenté à la référence (ii), à 3 k\$ près.

Toutefois, tel n'est pas le cas pour l'année 2011, où un écart de 3 888 k\$ est observé. Veuillez concilier la valeur comptable nette de 1 462 843 k\$ de la référence (ii) et le montant de 1 458 955 k\$ présenté à la référence (iii).

Réponse:

La valeur nette des immobilisations au 30 septembre 2011 de 1 458 955 000 \$ présentée dans le Rapport annuel 2011 (R-3782-2011, B-0014, Gaz Métro-6, Document 1, page 1, ligne 9, colonne 13) correspond, à 1 000 \$ près, à la valeur nette comptable présentée dans le sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations au 30 septembre 2011 (R-3782-2011, B-0017, Gaz Métro-6, Document 4, page 1, ligne 122, colonne 8). Au début de l'exercice 2012, un ajustement du solde d'ouverture de 3,9 M\$ a été effectué afin d'intégrer les projets majeurs hors base, approuvés par la Régie, à la base de tarification. Cet ajustement au solde d'ouverture est présenté au sommaire de la valeur

historique et de l'amortissement cumulé des immobilisations au 30 septembre 2012 (B-0023, Gaz Métro-6, Document 4, page 1, note 1).

	(000 \$)
Valeur comptable nette des immobilisations au 30 septembre 2011	
(R-3782-2011, Gaz Métro - 6, Document 1, page 1, ligne 9, colonne 13)	1 458 955
Intégration des projets majeurs hors base dans la base de tarification (+) dans le solde d'ouverture de l'année financière 2012	
Mise à niveau des réservoirs GNL	
(R-3831-2012, Gaz Métro - 6, Document 3, page 1, ligne 26)	2 644
Projet SAP 2B	
(R-3831-2012, Gaz Métro - 6, Document 3, page 1, ligne 28)	1 242
(+) Ajustement lié à l'arrondissement	2
(=) Valeur comptable nette des immobilisations au 1 ^{er} octobre 2011	
(R-3831-2012 Gaz Métro - 6, Document 4, page 1, ligne 127, colonne 7)	1 462 843

1.2 Veuillez concilier la valeur comptable nette des contributions au 30 septembre 2012 présenté à la référence (i) avec le montant présenté à la référence (ii).

Réponse:

L'écart de la valeur nette comptable des contributions au 30 septembre 2012 entre les références (i) et (ii) s'explique par le fait que les catégories de contributions/subventions des projets majeurs sont présentées, dans la base de tarification, en diminution de la valeur des immobilisations, alors que les autres sont présentées dans une section « contributions » distincte. Le tableau suivant permet de concilier les différentes catégories de contribution du sommaire de la valeur historique et de l'amortissement cumulé (B-0023, Gaz Métro-6, Document 4, page 1, colonne 8) avec la valeur nette des contributions présentée à la base de tarification au 30 septembre 2012 (B-0020, Gaz Métro-6, Document 1, page 1, colonne 13).

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44, Document 1 Page 2 de 70 Révisé: 2013.04.23

		(000 \$)	
	Valeur nette comptable des contributions (subventions) au 30/09/2012 ⁽¹⁾	Présenté en diminution de la valeur historique des immobilisations de la base de tarification au 30/09/2012	Présenté dans la section contributions de la base de tarification au 30/09/2012 ⁽²⁾
Z5001 - Subvention - Distribution Infrastructure	(21 809) ligne 94		(21 809)
Z5002 - Subvention - Distribution Projets majeurs conduite acier	(17 191) ligne 95	(17 191)	
Z5050 - Subvention - Transmission	(39) ligne 96		(39)
Z5000 - Subvention - Distribution Perd	(27 914) ligne 97		(27 914)
Z5003 - Subvention - Distribution projet majeur conduite plastique direct	(7 604) ligne 98	(7 604)	
Total subventions (*)	(74 558) ligne 99	(24 795)	(49 763)
Z1350 - Distribution contribution PCF	(6 233) Ligne 56		(6 233)
Total subventions et contributions (*)	(80 792)	(24 795) ⁽³⁾	(55 997) ligne 8

^{*} Une imprécision existe pour les sommations en raison d'écarts dus aux arrondissements

2. Référence : Pièce B-0021, pages 1 et 2.

Préambule:

L'encaisse prévue au dossier tarifaire 2012, soit le R-3752-2011, était de 15 417 k\$ alors que l'encaisse au rapport annuel 2012 s'élève à 23 418 k\$. Gaz Métro explique l'écart de 8 001 k\$ par la mise à jour du délai de remise des taxes à la consommation perçues des clients qui avait été surévalué au dossier tarifaire ainsi que par la réduction du délai net des paiements de factures du coût de gaz, découlant de l'augmentation du poids relatif des dérivatifs financiers.

Demande:

2.1 Veuillez présenter l'augmentation du poids relatif des dérivatifs financiers entre le dossier tarifaire 2012 et le rapport annuel.

Réponse :

Tel que présenté au tableau A, le coût des dérivés financiers pour l'exercice 2012 est en hausse de 59,4 M\$. Il s'élève à 107,0 M\$ au Rapport annuel 2012 par rapport au coût projeté au dossier tarifaire 2012 de 47,6 M\$. Le poids relatif des dérivés financiers sur les achats totaux est donc de 12,47 % au réel pour l'exercice 2012, comparativement à une prévision de 4,97 % au dossier tarifaire 2012. L'augmentation du poids relatif des dérivés financiers, sur l'ensemble des coûts, a une incidence directe à la baisse sur le délai de paiement étant donné que le délai de paiement des dérivés financiers est de 0 jour.

^{(1) (}R-3831-2012, Gaz Métro - 6, Document 4, page 1, colonne 8)

^{(2) (}R-3831-2012, Gaz Métro - 6, Document 1, page 1, colonne 13)

⁽³⁾ Inclus dans le montant de 3 099 898 K\$ de la valeur historique des immobilisations au 30 septembre 2012, dans la base de tarification (R-3831-2012, Gaz Métro - 6, Document 1, page 1, colonne 13, ligne 2).

	Rapport ann	uel 2012 ⁽¹⁾				Dossier tarifa	aire 2012 ⁽²⁾			Variati	on	
Coût du gaz (excluant les dérivés)	Dérivés financiers	Total dépenses	Nombre de jours		Coût du gaz (excluant les dérivés)	Dérivés financiers	Total dépenses	Nombre de jours	Coût du gaz (excluant les dérivés)	Dérivés financiers	Total dépenses	Nombre de jours
751 153 \$	107 005 \$	858 158 \$	(33,94)	(3)	910 524 \$	47 572 \$	958 096 \$	(35,75) (4)	(159 371) \$	59 433 \$	(99 938) \$	1,81
Poids des dériv	és financiers	12,47%			Poids des dérive	és financiers	4,97%					
1) Basé sur le délai de recouvrement des factures réelles de gaz pour la période de septembre 2011 au 31 août 2012 2) Basé sur le délai de recouvrement des factures réelles de gaz pour la période de février 2010 au 31 janvier 2011 3) Gaz Métro - 6, Document 5, p. 1, l. 2, col. 2, R-3831-2012 4) Gaz Métro - 6, Document 5, p. 1, l. 2, col. 2, R-3752-2011												

COMPTES DE NIVELLEMENT

3. Références : (i) Pièce B-0101, page 2;

(ii) Pièce B-0042, page 1.

Préambule:

- (i) Gaz Métro présente la liste des pièces révisées. Selon cette liste, la pièce B-0042 présente l'état des comptes de nivellement imputés à l'état des résultats.
- (ii) À la pièce B-0042, Gaz Métro présente le Sommaire des additions en capital portées aux comptes de nivellement pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012.

Demandes:

3.1 L'état des comptes de nivellement imputés à l'état des résultats de la référence (i) correspond-t-il au sommaire des additions en capital portées aux comptes de nivellement de la référence (ii) ?

Réponse :

Non. Tel qu'indiqué dans le titre de la pièce B-0042, Gaz Métro10, Document 1, on y présente le « Sommaire des additions en capital portées aux comptes de nivellement pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012 ». Comme son nom l'indique, on y présente bien les additions en capital et non pas les comptes de nivellement imputés aux résultats. Par conséquent, la description de la pièce B-0042 présentée à la page 2 de la liste des pièces du Rapport annuel 2012 (pièce B-0101, Liste des pièces) est erronée. Afin d'éviter toute confusion, la pièce B-0101 est révisée afin que la description de la pièce B-0042 qui y figure soit le reflet de ce qui y est présenté soit le « Sommaire des additions en capital portées aux comptes de nivellement pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012 ».

3.2 Dans la négative, veuillez déposer l'état des comptes de nivellement imputés à l'état des résultats.

Réponse:

L'effet des comptes de nivellement aux résultats se traduit par une dépense d'amortissement. Cette dépense d'amortissement est présentée à la Cause tarifaire 2012 (R-3752-2011) à la pièce Gaz Métro-8, Document 20 en page 1, aux lignes 11, 12 et 13. Le montant total de 23,5 M\$ de ces éléments représente la dépense d'amortissement des comptes de nivellement prévue au revenu requis de l'exercice 2012. Aucun écart n'a été constaté à cet égard en fin d'exercice, la dépense réelle correspond exactement à celle qui a été prévue au dossier tarifaire de 23,5 M\$.

BASE DE DONNÉES

4. Référence : Dossier R-3809-2012, phase 2, pièce B-0254, page 19.

Préambule:

En réponse à la demande de renseignements n°6 de la Régie au dossier tarifaire 2013, Gaz Métro indique que la pièce Gaz Métro-16, document 1, du dossier R-3831-2012 est révisée afin que l'information relative au coût de service soit cohérente à travers les pièces.

Demande:

4.1 Veuillez déposer la version révisée de la pièce Gaz-Métro 16, document 1, citée en préambule.

Réponse:

La version révisée de la pièce Gaz Métro-16, Document 1 a été déposée le 12 avril 2013.

RÉGIMES DE RETRAITE

5. Références : (i) Dossier R-3809-2012, pièce B-0254, pages 25 à 27;

(ii) Dossier R-3809-2012, pièce B-0254, annexe 1, page 19;

(iii) Dossier R-3809-2012, pièce B-0256, page 9;

(iv) Dossier R-3773-2011, pièce B-0010, page 5.

Préambule:

(i) Pour 2012, des lettres de crédit totalisant 11,7 M\$ ont été prises par Gaz Métro afin de supporter les cotisations aux régimes de retraite qui n'avaient pas été prévues lors de la préparation du dossier tarifaire 2012. Il est prévu qu'elles soient décaissées sur une période d'environ cinq ans.

Les cotisations 2013 sont basées notamment sur les cotisations requises en 2012, au montant de 35,3 M\$, établies dans les derniers rapports d'évaluation actuarielle.

(ii) Le paragraphe ci-dessous est extrait de la page 19 du Rapport sur l'évaluation actuarielle complète au 31 décembre 2011 du régime de retraite de Gaz Métro pour le personnel régi par une convention collective de travail, daté du 14 septembre 2012.

Utilisation des lettres de crédit

Notons que conformément à la Loi sur les régimes complémentaires de retraite, l'employeur peut s'exempter d'une partie de ses cotisations s'il fournit au comité de retraite une lettre de crédit. Selon les lois en vigueur, l'employeur pourrait ainsi réduire ses cotisations au présent régime d'un montant maximum de 12 494 400 \$ en 2012, s'il fournit une lettre de crédit du même montant.

(iii) Les cotisations réelles aux régimes de retraite pour la période 2008-2012 sont :

	2008	2009	2010	2011	2012
Cotisations réelles (en M\$)	7,8	8,8	13,9	16,1	20,9

(iv) « La charge annuelle pour les régimes de retraite des employés syndiqués et cadres correspond aux déboursés annuels, soient les cotisations effectivement versées et établies par l'actuaire (selon les rapports actuariels). »

Demandes:

5.1 La Régie comprend que l'utilisation des lettres de crédit par Gaz Métro en 2012, présentée à la référence (i), lui a permis de s'exempter d'une partie de ses cotisations.

Veuillez préciser le coût d'utilisation de telles lettres de crédit, le traitement réglementaire de ces coûts ainsi que la date où ces lettres de crédit ont été prises.

Réponse:

Les lettres de crédit pour les régimes de retraite de Gaz Métro relatives à l'exercice financier 2012 sont présentées dans le tableau suivant. Il est à noter que l'évaluation actuarielle est basée sur l'année civile. En conséquence, les lettres de crédit prises à la fin septembre peuvent toucher deux exercices financiers. Ainsi, les cotisations d'équilibre pour le premier trimestre de l'exercice financier 2012 ont été couvertes par la lettre de crédit émise en septembre 2011, alors que les cotisations d'équilibre pour les mois relatifs aux trimestres subséquents ont été couvertes par la lettre de crédit émise en octobre 2012.

Date émission		période couverte	Valeur (millions \$)
cadres	2011-09-28	octobre à décembre 2011	1,3
syndiqués	2011-09-28	octobre à décembre 2011	2,5
cadres	2012-10-03	janvier à septembre 2012	3,8
syndiqués	2012-10-03	janvier à septembre 2012	4,1
Total 2012			11,7

Les frais relatifs aux lettres de crédit s'élèvent à 85 000 \$ et ont été enregistrés aux dépenses d'exploitation.

5.2 La Régie constate que le montant des lettres de crédit prises par Gaz Métro en 2012, au montant de 11,7 M\$ selon la référence (i), est inférieur au montant auquel il avait droit notamment pour le personnel régi par une convention collective, au montant de 12,5 M\$, selon la référence (ii).

Veuillez expliquer de quelle façon Gaz Métro a déterminé le montant des lettres de crédit prises pour 2012.

Réponse :

Le montant des lettres de crédit correspond à l'écart entre les cotisations requises en vertu de l'évaluation actuarielle et le montant disponible prévu au budget pour les déboursés de ces cotisations. Ainsi, tel que présenté dans le tableau suivant, les cotisations versées en 2012 totalisent 20,5 M\$ (équivalant au budget de 20,5 M\$). En vertu de l'évaluation actuarielle, le total des cotisations requises était de 32,0 M\$, ce qui a amené Gaz Métro à prendre des lettres de crédit pour un montant de 11,7 M\$.

	(en millions \$)	Budget 2012	Cotisations régulières réelles	Cotisations d'équilibre réelles	Total des cotisations
		(1)	(2)	(3)	(2+3)
	Cotisations versées				
1	cadres	8,1	6,1	1,9	8,0
2	syndiqués	12,4	7,3	5,1	12,4
3		20,5	13,4	7,0	20,4
	Évaluation actuarielle AON				
4	cadres		6,1	7,0	13,1
5	syndiqués		7,3	11,7	19,0
6			13,4	18,7	32,1
	Écarts - émission de lettres de crédit				
7	cadres		-	5,1	5,1
8	syndiqués		-	6,6	6,6
9			-	11,7	11,7

Par ailleurs, le montant de 12,5 M\$, cité en référence (ii), représente le montant de cotisations d'équilibre requises pour le personnel régi par une convention collective pour l'année civile 2012, établi à partir de l'évaluation actuarielle du 31 décembre 2011, Ainsi, ramené sur la base de l'année financière, ce montant correspond au 11,7 M\$ présenté dans le tableau ci-haut à la ligne 5, colonne 3. Ce montant représente donc le maximum qui aurait pu être pris en lettres de crédit. Dans les faits, pour l'exercice financier 2012, Gaz Métro n'a utilisé des lettres de crédit pour le personnel régi par une convention collective que pour seulement 6,6 M\$, puisqu'elle a déboursé 5,1 M\$.

5.3 La Régie constate de la référence (iii) que les cotisations réelles augmentent depuis 2008.

Veuillez indiquer si, au cours de la période 2008-2012, des lettres de crédit ont été prises par Gaz Métro pour des années antérieures à 2012. Le cas échéant, veuillez indiquer le montant, le coût d'utilisation et les dates où ces lettres de crédit ont été prises.

Réponse:

Tel que mentionné à la réponse fournie à la demande de renseignements n° 7, question 3.3 de la Régie relative au dossier tarifaire 2013 (R-3809-2012), Gaz Métro a commencé à utiliser des lettres de crédit à compter de l'exercice 2010. Vous trouverez dans le tableau suivant le détail de ces lettres de crédit.

	Date émission	Période couverte	Valeur (M \$)
cadres	2010-09-24	janvier à septembre 2010	0,6
syndiqués	2010-09-24	janvier à septembre 2010	2,4
Total 2010			3,0
cadres	2010-09-24	octobre à décembre 2010	0,7
syndiqués	2010-09-24	octobre à décembre 2010	1,5
cadres	2011-09-28	janvier à septembre 2011	2,5
syndiqués	2011-09-28	janvier à septembre 2011	4,4
Total 2011			9,1
cadres	2011-09-28	octobre à décembre 2011	1,3
syndiqués	2011-09-28	octobre à décembre 2011	2,5
cadres	2012-10-03	janvier à septembre 2012	3,8
syndiqués	2012-10-03	janvier à septembre 2012	4,1
Total 2012			11,7
Total			23,8

Les frais d'utilisation des lettres de crédit sont de nuls en 2010, de 15 000 \$ en 2011 et 85 000 \$ en 2012.

5.4 Pour la période 2008-2012, veuillez détailler la prise en compte des lettres de crédit d'une année donnée sur l'établissement des cotisations prévues subséquentes.

Réponse :

Tel que mentionné à la réponse fournie à la demande de renseignements n° 7, question 3.2 de la Régie relative au dossier tarifaire 2013 (R-3809-2012), l'établissement des cotisations au moment de la préparation du dossier tarifaire est basé sur les dernières données actuarielles disponibles, correspondant à celles de l'année civile précédant le dossier tarifaire. À titre d'exemple, les données du rapport actuariel du 31 décembre 2010 ont servi de base pour les fins de l'établissement des cotisations prévues au dossier tarifaire 2012.

Au terme d'un exercice financier, l'écart constaté entre les cotisations requises (régulières et d'équilibre) selon l'évaluation actuarielle de l'année courante et le budget est couvert par l'émission de lettres de crédit. À titre d'exemple, à la fin de l'exercice financier 2012, le montant requis en cotisations régulières et d'équilibre a été déterminé à partir du rapport actuariel du 31 décembre 2011. Une lettre de crédit a alors été émise afin de couvrir l'excédent de ce montant sur le budget des cotisations prévues au dossier tarifaire. Gaz Métro prévoit commencer à rembourser ses lettres de crédit qu'à compter de l'exercice financier 2014. Ainsi, pour les exercices antérieurs à 2014, aucun remboursement n'a été

pris en compte et n'a été considéré dans l'établissement des cotisations pour les années financières 2008 à 2013.

Ce traitement des cotisations au fonds de pension a pour objectif de réduire autant que possible l'impact sur les trop-perçus ou manques à gagner. D'ailleurs, Gaz Métro a aussi fourni une réponse en ce sens à la question 3.4 de la demande de renseignements n° 7 de la Régie dans le dossier R-3809-2012 :

« Dans le cas où les cotisations requises seraient inférieures au montant projeté, Gaz Métro débourserait le montant équivalant à l'écart entre le montant projeté et les cotisations requises et réduirait le niveau des lettres de crédit cumulées à ce jour. Ainsi, le trop-perçu n'en serait aucunement affecté. D'ailleurs, c'est ainsi que Gaz Métro a établi le niveau des lettres de crédit à prendre dans les exercices antérieurs. »

Selon Gaz Métro, un tel traitement respecte d'ailleurs des principes qui se dégagent des différentes décisions de la Régie relatives à l'examen de rapports annuels.

D'abord dans la décision D-2008-067, dossier R-3654-2007, pages 7 et 8, la Régie mentionne :

« La Régie s'attend à ce que le rapport annuel soit établi, de façon usuelle, en fonction des principes qui étaient connus lors du dossier d'autorisation initial.

La Régie est aussi d'avis que <u>des changements</u> de normes comptables ayant un effet sur les comptes de la base de tarification <u>ne devraient valoir que pour le futur et donc ne devraient pas s'appliquer pour l'année en cours</u>, à moins d'une autorisation spécifique à cet égard. La Régie demande donc à Gaz Métro de <u>présenter</u>, à l'avenir, de tels changements dans le cadre d'un dossier tarifaire et de ne les mettre en application qu'à compter de l'année tarifaire pour laquelle la Régie a donné son autorisation. »

[Gaz Métro souligne]

De manière plus spécifique quant aux cotisations au Régime de retraite des cadres, la Régie a demandé, dans le cadre de l'examen du Rapport annuel 2008, d'imputer à un compte de frais reportés hors base l'ajustement de cotisations de 2,9 M\$. La Régie écrivait ce qui suit dans sa décision D-2009-078 :

- « [23] Les déficits et les surplus actuariels varient, de temps à autre, en fonction des fluctuations des marchés financiers. Gaz Métro doit revoir l'évaluation actuarielle du Régime des cadres en décembre 2009. C'est normalement à cette occasion que Gaz Métro devrait, dans le cours normal des choses, ajuster sa cotisation à ce régime de retraite.
- [24] De plus, si cette mesure était appliquée dans le Rapport annuel, cela aurait pour effet de désavantager les clients en vertu des dispositions du Mécanisme incitatif.
- [25] La Régie est gardienne de la bonne application du Mécanisme incitatif découlant du processus d'entente négociée (PEN). Elle est d'avis que la décision de Gaz Métro d'imputer cette charge rétroactive aux dépenses d'exploitation 2007-2008 et de diminuer la part du trop-perçu à laquelle ont droit ses clients n'est pas conforme à l'esprit du Mécanisme incitatif.

ſ...;

[27] La problématique du présent dossier, soit d'inclure, lors du Rapport annuel, une charge discrétionnaire qui peut être traitée différemment au revenu requis d'une année tarifaire subséquente, s'apparente à celle ayant fait l'objet de la décision D-2008-067 et n'est pas plus souhaitable.

[28] La Régie refuse l'imputation de la cotisation de 2,9 M\$ au Régime des cadres aux coûts de l'exercice 2007-2008.

[29] La Régie demande à Gaz Métro d'inclure cette charge dans un compte hors base portant intérêt au taux de rendement de la base de tarification aux fins d'être traitée dans le revenu requis d'une prochaine année tarifaire. »

[Gaz Métro souligne]

Ainsi, la couverture par des lettres de crédit de l'écart constaté au niveau des cotisations requises (régulières et d'équilibre) selon l'évaluation actuarielle de l'année courante respecte les principes qui se dégagent de la jurisprudence de la Régie.

Veuillez comparer, pour chaque année de la période 2008-2012, les cotisations prévues aux dossiers tarifaires, les cotisations requises selon les évaluations actuarielles et les cotisations réellement déboursées, selon la référence (iii).

Réponse:

	(en millions \$)	2008	2009	2010	2011	2012
	Cotisations prévues au dossier tarifaire					
1	Cadres	-	4,0	6,1	7,2	8,1
2	Syndiqués	4,6	4,7	7,5	8,9	12,4
3	Total	4,6	8,7	13,6	16,1	20,5
4	Cotisations requises selon évaluation actuarielle					
5	Cadres	-	3,9	6,7	9,7	13,1
6	Syndiqués	4,8	4,5	9,9	15,1	19,0
7	Total	4,8	8,4	16,6	24,8	32,1
8	Cotisations encourues					
9	Cadres	2,9	3,9	6,1	6,5	8,0
10	Syndiqués	4,8	4,5	7,5	9,2	12,4
11	Total	7,7	8,4	13,6	15,7	20,4
12	Lettre de crédit					
13	Cadres (5 - 9)	-	-	0,6	3,2	5,1
14	Syndiqués (6 - 10)	-	-	2,4	5,9	6,6
15	Total	-	-	3,0	9,1	11,7

Bien que l'évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2006 indiquait un congé de cotisation pour le régime des cadres pour l'année civile 2008, une cotisation de 2,9 M\$ a été provisionnée à la fermeture du 30 septembre 2008. En effet, en raison de

Original: 2013.04.17 Gaz Métro - 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23

l'effondrement des marchés financiers au cours de l'été 2008, Gaz Métro avait jugé raisonnable et prudent de reprendre le versement de sa contribution pour la période du 1^{er} janvier au 30 septembre 2008. C'est ce qui explique pour l'année 2008 que la dépense encourue en cotisation pour les cadres soit de 2,9 M\$, alors qu'elle est nulle en vertu de l'évaluation actuarielle, tel que présenté au tableau précédent. Par ailleurs, dans le cadre du Rapport annuel 2008 (R-3680-2008, D-2009-078, p. 5 à 9), la Régie a refusé le coût de ce montant de 2,9 M\$ étant donné qu'il n'avait pas été prévu dans les tarifs. Cette cotisation rétroactive de 2,9 M\$ a été comptabilisée dans un compte de frais reportés dont l'amortissement a été intégré au coût de service de l'année tarifaire 2011. Tel que mentionné en réponse à la question 5.4, depuis cette décision, Gaz Métro s'en est tenue à encourir des cotisations se rapprochant le plus possible du montant de cotisations prévu au dossier tarifaire. Les écarts entre la dépense budgétée au dossier tarifaire et l'évaluation actuarielle ont été absorbés par les lettres de crédit plutôt que d'être décaissés. Ainsi, les écarts sont presque totalement neutralisés aux fins du calcul des trop-perçus et manques à gagner en fin d'exercice.

5.6 Pour la période 2008-2012, veuillez préciser le traitement réglementaire des écarts entre les cotisations prévues au dossier tarifaire et les cotisations réelles.

Réponse:

Veuillez vous référer aux réponses aux questions 5.4 et 5.5.

5.7 Dans l'éventualité où l'année 2012 fut la seule année où Gaz Métro a utilisé des lettres de crédit pour s'exempter d'une partie de ses cotisations, et compte tenu de la méthode pour établir la charge annuelle présentée à la référence (iv), veuillez justifier le changement de façon de faire apportée par Gaz Métro à la dernière année d'application du mécanisme incitatif.

Réponse :

Tel que précisé en réponse aux questions 5.3 et 5.5, des lettres de crédit ont été utilisées au cours des exercices financiers 2010, 2011 et 2012. Gaz Métro souligne qu'aucune modification n'a été apportée quant à la méthodologie comptable servant à établir le budget des dépenses reliées au fonds de pension, ou quant au traitement des écarts constatés en fin d'exercice décrits en réponse aux questions 5.4 et 5.5.

Par ailleurs, en ce qui concerne l'utilisation de lettres de crédit, Gaz Métro avait informé la Régie de cette pratique dans le cadre de l'approbation de la Cause tarifaire 2012 (R-3752-2011, Gaz Métro-8, Document 17, page 2, lignes 20 à 26) dans laquelle il est précisé qu'une lettre de crédit sera émise au cours de l'exercice 2011 :

« Il importe de préciser que le dépassement résultant de ces différents éléments n'affecteront pas le budget des dépenses d'exploitation de l'année 2011, puisque cet excédent sera supporté par une lettre de crédit plutôt que d'être décaissé. En effet, les règles d'assouplissement mises en place par le gouvernement suite à la crise qui a affecté les marchés financiers en 2008 et 2009, permettent l'émission de lettres de crédit jusqu'à concurrence d'un montant équivalent au total des cotisations d'équilibre. »

RAPPORT DE SUIVI DE PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU ENTRE VALLÉE-JONCTION ET THETFORD MINES

6. Référence : Pièce B-0070, page 3.

Préambule:

Écarts de coûts du projet

ltem	Prévus	Réels au 30 septembre 2012	Projetés	Réels/Estimés	Écarts
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Ingénierie préliminaire et permis	242 000	264 574	7 974	272 548	30 548
Terrain	361 500	87 985	143 015	231 000	(130 500)
Arpentage et ingénierie	288 800	455 018	46 901	501 919	213 119
Matériaux conduite	6 262 114	5 257 246	50 069	5 307 315	(954 799)
Construction, branchement et gérance	14 826 800	15 482 256	4 873 187	20 335 443	5 528 643
Contingence	1 332 993	0	0	0	(1 332 993)
Branchements additionnels	0	0	1 218 000	1 218 000	1 218 000
Sous-total	23 314 207	21 547 079	6 339 146	27 886 225	4 572 018
Frais généraux	1 165 710	1 077 354	316 957	1 394 311	228 601
P.R.C. – 10 ans	829 000	0	630 660	861 960	32 960
Total global	25 308 917	22 624 433	7 286 763	30 142 496	4 833 579
Contribution externe	(18 148 000)	(8 012 840)	(10 135 160)	(18 148 000)	0
Total Gaz Métro	7 160 917	14 611 593	(2 848 397)	11 994 496	4 833 579

Demandes:

6.1 Veuillez produire l'information permettant d'expliquer l'ensemble de l'écart de 5,5 M\$ relatif aux coûts de construction, branchement et gérance.

Réponse :

À la suite des questions de la Régie concernant les explications des écarts au 30 septembre 2012, Gaz Métro est d'avis qu'une mise à jour des écarts avec les données réelles au 28 février permettrait de présenter un portrait plus à jour et ainsi augmenter le niveau de précision dans les explications des écarts. Au 30 septembre 2012, la projection de coûts à venir (sous-total) était de 6 339 k\$ alors qu'au 28 février elle est de 1 891 k\$.

Gaz Métro présente ci-après le tableau des écarts de coûts du projet avec les données réelles au 28 février 2013 :

ltem	Prévus (\$)	Réels au 28 février 2013 (\$)	Projetés (\$)	Réels/Estimés (\$)	Écarts (\$)
Ingénierie préliminaire et permis	242 000	271 778	0	271 778	29 778
Terrain	361 500	179 116	21 884	201 000	(160 500)
Arpentage et ingénierie	288 800	481 710	20 209	501 919	213 119
Matériaux conduite	6 262 114	4 824 110	27 569	4 851 679	(1 410 435)
Construction, branchement et gérance	14 826 800	19 957 305	876 538	20 833 843	6 007 043
Contingence	1 332 993	0	0	Ō	(1 332 993)
Branchements additionnels	0	273 336	944 664	1 218 000	1 218 000
Sous-total	23 314 207	25 987355	1 890 864	27 878 219	4 564 012
Frais généraux	1 165 710	1 299 368	94 543	1 393 911	228 201
P.R.C. – 10 ans	829 000	249 325	612 635	861 960	32 960
Total global	25 308 917	27 536 048	2 598 042	30 134 090	4 825 173
Contribution externe	(18 148 000)	(16 333 200)	(1 814 800)	(18 148 000)	0
Total Gaz Métro	7 160 917	11 202 848	783 242	11 986 090	4 825 173

Ingénierie préliminaire et permis (dépassement de 29,8 k\$)

L'écart au 30 septembre était de 30 548 \$ alors qu'il est maintenant de 29 778 \$ selon les données du 28 février 2013. Ce dépassement de 29,8 k\$ est principalement dû à la planification du projet par le technicien de projets; la planification a requis plus de temps que prévu.

Terrain (économie de 160,5 k\$)

L'économie au 30 septembre était de 130 500 \$ alors qu'elle est maintenant de 160 500 \$ selon les données du 28 février 2013. Cette économie est principalement reliée à la surévaluation originale de la valeur marchande des terrains de cette région. De plus, un budget de 100 000 \$ avait été prévu pour des frais de droits d'acquisition, lesquels n'ont pas été utilisés. Finalement, le budget de l'arpentage légal prévu à cet item a été imputé dans la section arpentage technique et ingénierie.

Arpentage et ingénierie (dépassement de 213,1 k\$)

L'écart au 28 février 2013 est le même que celui au 30 septembre 2012. Ce dépassement est principalement dû à l'augmentation du temps d'arpentage pour effectuer le relevé des profils de tous les cours d'eau (53) et le temps requis pour produire les plans selon une nouvelle exigence du MDDEFP (ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs). Le MDDEFP exige de produire un plan profil, approuvé par un ingénieur, de chaque cours d'eau qui sera traversé. La production d'un plan profil nécessite un relevé d'arpentage sur le terrain, une caractérisation des sols et la mise en plan conforme aux spécifications techniques de l'entreprise. Certaines traverses peuvent nécessiter un design adapté à la situation particulière rencontrée.

Révisé : 2013.04.23 Page 16 de 70

De plus, tel que spécifié précédemment, l'arpentage légal originalement prévu pour l'acquisition des terrains a été imputé sous la section arpentage technique.

Matériaux conduite (économie de 1 410,4 k\$)

L'économie au 30 septembre était de 954 779 \$ alors qu'elle est maintenant de 1 410 435 \$ selon les données du 28 février 2013.

Il doit être mentionné que le prix du tuyau est tributaire du marché des métaux. Le tuyau d'acier est l'élément déterminant pour le coût des tuyaux compte tenu de la quantité achetée par rapport aux tuyaux de polyéthylène. Le projet consistait en l'installation de 52 kilomètres de conduites d'acier (dont 43 kilomètres de conduite de 219,1 mm de diamètre) et 30 kilomètres de conduites de polyéthylène de différents diamètres. L'estimation des coûts était basée sur des prix historiques.

L'écart s'explique principalement par un prix d'achat des tuyaux d'acier pour la conduite qui a été moins élevé que prévu. À titre d'exemple, le prix de la conduite d'acier de 219,1 mm a été estimé à 82 \$/mètre linéaire alors que le coût d'achat a été de 58 \$/mètre linéaire pour environ 43 000 mètres. Bien que certains autres matériaux aient été payés à un prix supérieur à l'estimation, l'économie globale a été positive.

Le coût des matériaux des branchements n'est pas inclus sous cette rubrique, mais plutôt dans la rubrique *Construction*, *branchement et gérance*. L'économie en question de 1 410 k\$ n'est donc aucunement affectée par le nombre de branchements.

Construction, branchement et gérance (dépassement de 6 007,0 k\$)

- (1) Cette rubrique inclut tous les travaux de construction des conduites (excluant les matériaux couverts à la section précédente) de postes et des branchements initialement prévus. Plus spécifiquement, cette rubrique inclut les matériaux des branchements initialement prévus au projet, les travaux supplémentaires, la gérance de projet et l'inspection des travaux. L'écart de 5 528 643 \$ prévu au 30 septembre est de 6 007 043 \$ au 28 février 2013 et est expliqué comme suit : Augmentation de 409,6 k\$ pour la gérance et inspection.
 - Un dépassement de 190 k\$ est attribué à l'inspection environnementale pour deux raisons: l'autorisation émise par le MDDEFP exigeait la présence à plein temps d'un inspecteur en environnement pour toute la durée des travaux, ce qui n'avait initialement pas été prévu et Gaz Métro a confié à une firme spécialisée la gestion des travaux d'ensemencement.
 - Un coût additionnel de 163 k\$ a été causé par l'embauche de deux inspecteurs additionnels pour l'inspection technique en raison du nombre plus élevé que prévu d'équipes de l'entrepreneur pendant les travaux. Le nombre d'employés sur le chantier dépassait 200 en période de pointe, ce qui nécessitait du personnel supplémentaire pour permettre l'avancement des travaux.

Révisé : 2013.04.23 Page 17 de 70

- Un montant non prévu de 47 k\$ a été requis afin que les données requises pour la préparation des plans tels que construits soient relevées par l'équipe d'arpentage plutôt que par les inspecteurs, dans le but d'augmenter la qualité des données d'archive.
- Finalement, un coût additionnel de 9,6 k\$ est associé au temps additionnel requis par le commis de chantier et le chargé de projet en raison du nombre plus élevé de personnel de chantier.

(2) Augmentation des coûts de l'entrepreneur de 4 983,9 k\$.

 L'écart entre les coûts de la soumission de l'entrepreneur (incluant ses frais généraux) et les coûts estimés sont de 3 390 k\$. Ce montant doit remplacer le montant de 1 275 k\$ présenté lors du Rapport annuel 2012 (pièce B-0070, Gaz Métro-24, Document 1)

L'écart est essentiellement dû aux conditions de marché (plus grande disponibilité de l'offre de services et disponibilité de la main-d'œuvre) au moment de la soumission qui ont fait que les prix soumis par les entrepreneurs en construction ont été plus élevés que prévu. Le montant de l'estimation était basé sur des coûts historiques de projets similaires réalisés dans le passé, mais de moindre envergure. Il n'y a pas eu de changement de nature ou de quantité des travaux.

- Un montant additionnel de 186 k\$ est attribuable à un supplément pour profondeur des tranchées et remblai excédentaire. En effet, l'instabilité des sols et le niveau élevé de la nappe phréatique ont nécessité des tranchées plus profondes et plus larges que prévu pour l'installation de la conduite.
- Un coût supplémentaire de 332 k\$ pour le concassage de roc a été causé par des quantités de roc plus grandes que prévu de même que par la dureté du roc. Ceci a obligé l'entrepreneur à utiliser la méthode d'excavation avec explosif plutôt qu'avec des outils pneumatiques.
- Un coût additionnel de 302 k\$ a été causé par des forages directionnels non réussis. Le MDDEFP a exigé de faire les traverses des cours d'eau par forage directionnel. La présence de blocs de roc dans plusieurs traverses de cours d'eau a fait échouer certains de ces forages et a nécessité de faire les travaux en tranchée ouverte.
- Un coût additionnel de 305 k\$ a été causé par l'obligation de faire du remplissage des tranchées avec de nouveaux matériaux lorsqu'il y avait présence de résidus d'amiante à la suite d'un avis de la CSST.
- Un coût supplémentaire de 360 k\$ est attribuable au remplacement des ponceaux. Le ministère des Transports (MTQ) a imposé des exigences différentes à celles qui devaient être respectées pour les projets précédents.

- L'entrepreneur est payé en fonction des travaux effectivement réalisés et l'évaluation de cette réalisation des travaux s'établit sur la base de plusieurs fiches de service (par exemple, le prix lié à la pose de tourbe sur une distance établie). Au-delà des écarts détaillés ci-dessus, un écart total de 110 k\$ est attribuable à la somme des différences entre les projections et la réalisation des éléments de chacune des fiches de services.
- (3) Les coûts de mise en gaz et d'odorisation du réseau ont dépassé de plus de 296 k\$ la prévision. En effet, la dernière projection de coûts pour la mise en gaz et l'odorisation du réseau est un peu plus élevé que le montant de 250 k\$ au 30 septembre 2012. Les services d'une firme externe ont été retenus pour procéder à l'installation d'équipements spécialisés servant à la mesure d'injection d'odorant dans le réseau à plusieurs endroits stratégiques. Ceci a été requis par le fait que certains clients majeurs localisés en bout de réseau n'étaient pas prêts à consommer. Ceci a obligé Gaz Métro à mettre en place une procédure différente de mise en gaz pour assurer une odorisation adéquate du réseau.
- (4) D'autres coûts additionnels de 317,5 k\$ ont été encourus pour les raisons suivantes:
 - Des coupes supplémentaires payées à l'heure ont dû être effectuées pour permettre des travaux de purge compte tenu que certains clients n'étaient pas prêts à être raccordés au réseau. (200 k\$)
 - La traverse du ponceau d'une rue a été faite différemment en raison du retard des travaux du MTQ à cet endroit. (25 k\$)
 - La traversée de plusieurs voies parallèles de chemins de fer à Thetford Mines a nécessité l'enlèvement et la remise en place des voies ferrées en raison de la nature du sol qui ne permettait pas de faire un forage directionnel. (27,5 k\$)
 - Les travaux d'installation d'une conduite suspendue à un pont ont nécessité plus de temps que prévu. (50 k\$)
 - Le MTQ a exigé le remplacement des poteaux de signalisation contrairement à la pratique passée qui était de réutiliser les mêmes poteaux. (15 k\$)

Contingence:

La contingence de 1 332 993 \$ a permis de couvrir, en partie, les dépassements de coûts de la section Construction, branchement et gérance.

Information complémentaire

Par ailleurs, à la suite des travaux, l'entrepreneur a réclamé des sommes supplémentaires pour le compenser de travaux prétendument additionnels ou imprévus. Le 9 avril 2013, Gaz Métro a transmis à l'entrepreneur une lettre l'informant du rejet de sa réclamation

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 19 de 70

sauf pour certaines sommes liées au bordereau de soumission ou pour des travaux additionnels convenus dans le cadre de l'exécution des travaux. Ces dernières sommes sont incluses dans le tableau de la réponse à la question 6.1.

6.2 Veuillez produire l'information permettant d'expliquer l'ensemble de l'écart de 954 k\$ relatif aux matériaux de conduite compte tenu, notamment, du nombre de branchements plus élevé par rapport à la prévision.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

6.3 Veuillez produire l'information permettant d'expliquer l'ensemble de l'écart de 213 k\$ relatif à l'arpentage et l'ingénierie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

6.4 Veuillez donner le détail des dépenses liées aux branchements additionnels.

Réponse :

Les dépenses liées aux branchements additionnels comprennent les matériaux, la maind'œuvre interne de Gaz Métro, la main-d'œuvre entrepreneur reliée aux branchements, diminuées, le cas échéant, des contributions des clients.

6.5 Veuillez expliquer quels sont les critères et/ou conditions préalables permettant à Gaz Métro de modifier le projet initial et ainsi réaliser des branchements additionnels pour la somme de 1,2 M\$ non prévue initialement dans la décision D-2011-149.

Réponse :

Gaz Métro ne considère pas que le projet initial a été modifié, mais plutôt que les branchements sont le résultat d'une plus grande densification que prévu, démontrant ainsi le succès du projet.

La condition préalable aux ajouts des branchements additionnels est que le raccordement devait se faire sans avoir besoin de réaliser une extension de la conduite principale. À cet effet, Gaz Métro a donc respecté le tracé prévu et présenté à la Régie. D'autre part, les

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 20 de 70

branchements ont tous été effectués sur le réseau basse pression et sont donc considérés comme étant sur réseau.

Des branchements supplémentaires étaient prévus et ont été divulgués à la Régie dans les réponses concernant le potentiel de ventes tel que demandé dans les demandes d'engagements à la suite de la séance de travail du 20 juillet 2011. Gaz Métro y faisait alors mention qu'un nombre plus important de clients que prévu avait été identifié.

7. Référence : Pièce B-0070, pages 3 et 4.

Préambule:

- « Le prix de soumission de l'entrepreneur a dépassé la valeur de l'estimation d'un (i) montant de 1 275 000 \$.»
- « Pour se conformer à une exigence de la CSST, le remblayage des tranchées, prévu être effectué avec les matériaux des tranchées a du l'être avec de nouveaux matériaux lorsqu'il y avait présence de résidus d'amiante créant des surcoûts de 450 000 \$.»
- (iii) « Les coûts d'inspection et d'ingénierie ont été sous-estimés d'une valeur de 550 000 \$.»
- (iv) « Des coûts supplémentaires de 360 000 \$ ont été encourus en raison de la sousestimation des prix de l'entrepreneur pour le remplacement des ponceaux à cause d'exigences additionnelles de la part du ministère des Transport du Ouébec (MTO).»
- (v) « Les coûts additionnels pour l'odorisation du réseau d'acier ont excédé l'estimation d'un montant de 250 000 \$.»

Demandes:

7.1 Veuillez expliquer l'écart entre la valeur de l'estimation et le prix de soumission de l'entrepreneur cité en référence (i), notamment veuillez préciser si la nature et la quantité des travaux ont été modifiées et/ou bonifiées par rapport aux travaux initialement prévus.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1.

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23

7.2 Veuillez préciser à quel moment les exigences de la CSST citées en référence (ii) ont été modifiées ou ont été applicables au projet et à quel moment Gaz Métro en a pris connaissance et a mis à jour les coûts du projet.

Réponse :

Le 24 juillet 2012, le consultant embauché par l'entrepreneur en rapport à la problématique de l'amiante a émis une directive pour le remplacement du matériel excavé contenant des résidus d'amiante. Cette directive avait préalablement été approuvée par la CSST. Gaz Métro en a alors été informée et a pu alors en évaluer l'impact monétaire.

7.3 Veuillez préciser quel était le budget initial prévu pour les coûts d'inspection et d'ingénierie cité en référence (iii) et justifier pourquoi le montant budgété a été sousestimé.

Réponse :

Le budget initial était 1 119 k\$ pour l'inspection (inspection technique, inspection environnementale, inspection rayon X, inspection spécialisée) et de 126 k\$ pour l'ingénierie. La prévision finale de coûts est de 1 472 k\$ pour l'inspection et de 245 k\$ pour l'ingénierie.

À la suite d'exigences du MDDEFP, la présence à plein temps de l'inspecteur spécialisé en environnement a été requise alors qu'elle n'était pas prévue initialement ce qui représente un supplément de 190 k\$. D'autre part, l'inspection technique a requis plus de personnel que prévu à cause d'un nombre plus élevé d'équipes de travail de l'entrepreneur représentant un surcoût de 163 k\$.

L'ingénierie détaillée a nécessité 119 k\$ de plus que prévu. Entre autres, mentionnons la nécessité de produire près de 60 plans profil détaillant la traverse des cours d'eau alors que ce niveau de détail n'était originalement pas prévu.

L'écart cumulatif (inspection et ingénierie) est de 472 k\$. Ce montant diffère du montant de 550 k\$ retrouvé en référence (iii) car celui-ci incluait l'écart des coûts relatifs à l'arpentage de construction et de la gestion du projet. Ce dernier écart se trouve maintenant réparti dans les justifications des écarts de construction, branchement et gérance.

7.4 Veuillez préciser à quel moment les exigences additionnelles citées en référence (iv) ont été modifiées ou ont été applicables au projet et à quel moment Gaz Métro en a pris connaissance et a mis à jour les coûts du projet.

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 22 de 70

Réponse :

La permission de voirie du MTQ a été émise en avril 2012. C'est à ce moment que l'impact monétaire sur le projet a pu être évalué.

7.5 Veuillez indiquer quel était le budget initial prévu pour l'odorisation du réseau d'acier cité en référence (v) et justifier pourquoi le montant budgété a été sous-estimé.

Réponse:

Le budget initial pour la mise en gaz et l'odorisation était de 96 k\$. Les coûts supplémentaires de mise en gaz et d'odorisation du réseau sont passés de 250 k\$ à 296 k\$ selon la dernière révision de prévision finale de coûts.

Comme expliqué en réponse à la question 6.1, ces coûts additionnels ont été causés par des modifications à la procédure de mise en gaz.

8. Références : (i) Pièce B-0070, page 5;

(ii) Dossier R-3767-2011, pièce B-0014, page 5.

Préambule:

(i)

u

Écarts de rentabilité

Item	Originalement	Projetée
Valeur actuelle de l'effet sur les tarifs	(2 861 136 \$)	(1 879 948 \$)
Taux de rendement interne	8,37 %	6,72 %
Point mort tarifaire	5,11 ans	18,77 ans

ii) Veuillez présenter une analyse de rentabilité en considérant les volumes sécurisés contractuellement actuellement.

Réponse :

L'analyse de rentabilité est présentée au tableau suivant, les hypothèses retenues pour le calcul sont les suivantes :

- Les frais de conduites et la contribution gouvernementale ont été maintenus tels que présentés à la pièce Gaz Métro-1, Document 5, et
- Les frais de branchements, les frais généraux ainsi que le montant de PRC ont été révisés à la baisse afin de refléter 22 clients sous contrats plutôt que les 65 prévus au projet.

	Rentabilité
	22 clients
	sous contrats
	uniquement
TRI	6,32%
Point mort tarifaire (années)	27,25
Effet tarifaire 5 ans	400 949
Effet tarifaire 10 ans	490 365
Effet tarifaire 20 ans	248 601
Effet tarifaire 40 ans	(407 029)

Gaz Métro constate que le TRI de 6,32 % obtenu par cette analyse est légèrement inférieur au capital prospectif de 6,53 % établi par la décision D-2010-149. »

Demandes:

8.1 Veuillez fournir l'analyse de rentabilité détaillée projetée à un taux de rendement interne de 6,72 % citée en référence (i).

Réponse :

Voir l'analyse jointe en annexe 8.

8.2 Veuillez produire une analyse de rentabilité détaillée en considérant les volumes sécurisés contractuellement, et ce en utilisant la même date de tombée que celle utilisée lors de la préparation du tableau en référence (i). Veuillez expliquer les écarts entre le taux de rendement interne de 6,32 % cité en référence (ii) et celui mis à jour.

Réponse:

Le taux de rendement obtenu avec les volumes sécurisés est de 6,66 %. Voir l'analyse détaillée jointe en annexe 9.

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44, Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 24 de 70

La nouvelle analyse de rentabilité comporte 105 clients de plus pour un volume supplémentaire de 2 535 700 m³ que dans l'analyse produite en juillet 2011.

L'écart du taux de rendement interne est également tributaire des variations de coûts, lesquelles ont été justifiées dans les réponses aux questions 6 et 7.

SUIVI DE LA DÉCISION D-2012-158 - NIVEAU DE SATURATION DU RÉSEAU PAR RÉGION

9. Référence : Pièce B-0107, page 5, lignes 3 à 5.

Préambule:

« Le débit horaire de pointe observé est donc le débit horaire maximal moyen observé durant une heure au cours de l'hiver 2011-2012.»

Demandes:

9.1 Veuillez indiquer si le débit horaire observé est évalué sans égard au type de service utilisé par les clients, qu'ils soient en service continu ou en service interruptible.

Réponse:

Le débit horaire observé est évalué sans égard au type de service utilisé par les clients, qu'ils soient en service continu ou en service interruptible.

9.2 Dans l'affirmative, et dans l'hypothèse où des clients en service interruptible seraient effectivement interrompus au moment où cette mesure de la pointe horaire est observée, est-ce que cette donnée devrait être ajustée à la hausse pour tenir compte de ces interruptions? Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse:

Non, la pointe horaire observée ne devrait pas être ajustée à la hausse pour tenir compte de ces interruptions. C'est la valeur réellement mesurée qui est prise, aucune hypothèse sur le débit que les clients interrompus auraient pu consommer n'est ajoutée, ce qui enlève de l'incertitude sur les résultats.

10. Référence : Pièce B-0107, annexe 1, pages 1 et 2.

Préambule:

Pour les clients avec un contrat GAI

Région	Saguenay	Estrie
Volume interrompu	3 606 044 m³	2 048 509 m ³
Transport GAI	6 392 030 m³	2 850 383 m ³
Volume consommé	4 161 525 m³	2 363 121 m³
Retrait interdit	21 561 m³	24 039 m³

Demandes:

10.1 Veuillez expliquer la présence de volumes en retraits interdits pour les clients avec un contrat GAL

Réponse:

Un client ayant un contrat en GAI se retrouve en retrait interdit s'il consomme un volume supérieur à sa livraison prévue sous son contrat GAI.

10.2 Veuillez indiquer si, en théorie, les clients avec contrat GAI des régions du Saguenay et de l'Estrie auraient pu consommer respectivement un volume de gaz allant jusqu'au volume contracté en « transport GAI » soit un volume de 6 392 030 m³ et de 2 850 383 m³.

Réponse:

Oui, les clients auraient pu consommer leurs volumes contractés en « transport GAI » tout en ayant comme obligation de respecter leurs volumes horaires maximum définis au contrat.

Veuillez indiquer quel aurait été le niveau de saturation pour chacune des régions du 10.3 Saguenay et de l'Estrie si les clients sous contrat GAI avaient consommé un volume de gaz équivalent au volume « transport GAI ».

Réponse :

Il n'est pas possible d'établir le niveau de saturation pour la région du Saguenay et de l'Estrie si les clients sous contrat GAI avaient consommé un volume de gaz équivalant au volume « transport GAI », car le volume de « transport GAI » est un volume journalier

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 27 de 70

qui peut être consommé n'importe quand durant la journée gazière, donc pas nécessairement durant la pointe horaire observée.

10.4 Veuillez expliquer l'écart entre le volume interrompu et le volume consommé.

Réponse :

Le volume interrompu correspond à la consommation prévue pour un débit donné pour la journée d'interruption. Une distinction entre consommation projetée de semaine et celle de fin de semaine est également considérée. Ces volumes sont établis avant le début de l'hiver et sont ajustés par la suite lorsque des informations additionnelles sont communiquées par le client au conseiller de Gaz Métro. Il s'agit donc d'un estimé de ce que le client pourrait consommer s'il n'était pas interrompu.

Le volume consommé est le volume de gaz naturel réellement retiré aux installations du client

Lorsque les clients sont avisés d'une interruption, ils peuvent contracter un contrat de GAI auprès des fournisseurs. Le niveau de la livraison est établi par le client en fonction de ses besoins ponctuels pour la journée interrompue. Le client peut inclure une marge de livraison pour éviter qu'il se retrouve en situation de retrait interdit; ce qui explique la différence entre les livraisons de GAI et les volumes consommés.

11. Référence : Pièce B-0107, page 7, tableau 1.

Préambule:

Taux de saturation 2011-2012 du réseau au Saguenay : 99,1 % Taux de saturation 2011-2012 du réseau de l'Estrie : 104.6 %

Demandes:

11.1 Veuillez indiquer si, au tableau 1, le débit horaire interruptible consommé pendant la pointe observée (Qint) a été retranché du débit horaire de la pointe observée (Qobs).

Réponse:

Pour le tableau 1, le débit horaire interruptible consommé pendant la pointe observée (Oint) n'a pas été retranché du débit horaire de la pointe observée (Oobs).

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23

11.2 Tenant compte des taux de saturation de la référence, veuillez justifier la décision du distributeur de permettre aux clients interruptibles de ces régions de se prévaloir du service GAI. Veuillez notamment élaborer sur l'impact d'une telle décision sur la sécurité du réseau de ces régions.

Réponse :

Gaz Métro constate que les taux de saturation atteignent des niveaux préoccupants dans certaines régions. Compte tenu de cette situation, Gaz Métro s'est récemment engagée à revoir ses processus d'attribution du GAI et du GAC et entend déposer d'ici l'hiver prochain une méthodologie pour s'assurer de ne pas rendre ses services disponibles lorsque le niveau de saturation d'une région ne le permet pas.

11.3 Veuillez indiquer, par ordre de priorité, les outils dont dispose le distributeur dans la gestion des clients interruptibles pour assurer la sécurité du réseau de distribution. Veuillez notamment inclure dans votre réponse les nouvelles modalités tarifaires applicables aux clients en service interruptibles approuvées dans la décision D-2012-158.

Réponse :

Une région où la saturation du réseau ne permettrait pas le service de transport GAI ou GAC, ce service ne serait pas disponible, durant la période critique, ce qui assurerait la sécurité d'approvisionnement du réseau.

Afin d'assurer la sécurité du réseau, Gaz Métro dispose des outils suivants :

- Les lectures de pression et de débit sont suivies 24 heures sur 24 au Centre de contrôle du réseau.
- Il y a un contact direct entre le Centre de contrôle du réseau de Gaz Métro et celui de TCPL/TQM afin de prévenir tout problème sur le réseau.
- Conformément à l'article 16.4.6 des *Conditions de service et Tarif*, Gaz Métro peut interrompe les clients en cas d'enjeux opérationnels de distribution.
- Gaz Métro a du personnel de garde disponible 24 heures sur 24 pour interrompre, si nécessaire, le service à l'adresse de service d'un client qui doit être interrompu et qui fait défaut de se conformer à un avis d'interruption.
- 11.4 Veuillez indiquer si le distributeur dispose d'une certaine marge de manœuvre lorsque le taux de saturation dépasse un taux de 100 %. Veuillez élaborer votre réponse et notamment fournir les niveaux de saturation critiques de chacune des régions.

Réponse :

Oui. Gaz Métro possède une certaine marge de manœuvre lorsque le taux de saturation dépasse 100 % car les calculs du taux de saturation sont faits avec la pression minimale garantie par TQM et TCPL et, au quotidien, ces pressions sont plus élevées, ce qui a pour conséquence d'augmenter la capacité maximale des réseaux.

Toutefois, cette pression additionnelle n'est pas garantie par TQM et TCPL de sorte que la capacité maximale des réseaux ne doit pas reposer sur cette pression plus élevée.

11.5 Veuillez élaborer sur les conditions pouvant mettre à risque le réseau de distribution gazier pour une région donnée et indiquer dans quelle mesure ces conditions auraient pu être atteintes pour l'année 2011-2012.

Réponse:

Les conditions pouvant mettre à risque le réseau sont :

- d'avoir une pression inférieure à la pression minimale garantie aux points de livraison;
- que les clients interruptibles continuent de consommer malgré l'avis d'interruption; et
- que les clients actuels augmentent leurs consommations au-delà des consommations horaires contractuelles sans demander une modification au contrat à Gaz Métro.

Aucune de ces conditions pouvant mettre le réseau à risque n'a été atteinte durant l'année 2011-2012.

- **12. Références :** (i) Pièce B-0107, page 9, lignes 19 à 21;
 - (ii) Pièce B-0107, page 10, lignes 4 à 8.

Préambule:

(i) Pour la région de l'Estrie vous mentionnez :

« Avec les volumes interruptibles de cette journée de pointe, il aurait été possible de retrancher 13 483 m³/h du débit horaire de pointe observé de 128 765 m³/h. Le taux de saturation aurait été de 93,7 %.»

(ii) Pour la région du Saguenay vous mentionnez :

« Avec les volumes interruptibles de cette journée de pointe, il aurait été possible de retrancher 8 707 m³/h du débit horaire de pointe observé de 126 900 m³/h. Avec les volumes interruptibles de cette journée de pointe, il aurait été possible de retrancher 8 707 m³/h du débit horaire de pointe observé de 126 900 m³/h. Le taux de saturation aurait été de 92,3 %.»

Demande:

Pour les régions de l'Estrie et du Saguenay, veuillez fournir le détail des calculs qui vous permet d'établir les nouveaux niveaux de saturation indiqués aux références (i) et (ii).

Réponse:

Saguenay:

```
126 900 m<sup>3</sup>/h - 8 707 m<sup>3</sup>/h = 118 193 m<sup>3</sup>/h
118 193 m<sup>3</sup>/h \div 128 000 m<sup>3</sup>/h = 92,3 %
```

Estrie:

 $128\ 765\ m^3/h - 13\ 483\ m^3/h = 115\ 282\ m^3/h$ $115\ 282\ m^3/h \div 123\ 062\ m^3/h = 93,7\ \%$

PGEÉ

- **13. Références :** (i) Pièce B-0103, page 36;
 - (ii) Suivi des évaluations des programmes du PGEÉ Programme de chaudière à condensation (PE210), 19 novembre 2010 (déposé en suivi administratif le 20 décembre 2010).

Préambule:

- (i) En note de bas de page, Gaz Métro indique qu'un certain nombre de paramètres du programme (nombre d'heures de fonctionnement, facteur d'économies et durée de vie) proviennent d'informations contenues à la pièce B-18, Gaz Métro 9, document 6, dossier R-3630-2007.
- (ii) Une évaluation du programme PE210 a été réalisée par Gaz Métro en 2010.

Demandes:

13.1 Veuillez expliquer pourquoi les résultats du rapport d'évaluation de novembre 2010 ne sont pas utilisés pour établir les paramètres réels du programme PE210.

Réponse:

Gaz Métro a expliqué les raisons de cette situation dans son dossier tarifaire 2012. Voici ce que Gaz Métro précisait :

« La Régie, dans son rapport de suivi 2011 des évaluations – PGEÉ et FEÉ de Gaz Métro, considère que le rapport d'évaluation du PE 210 ne permet pas de valider entièrement l'impact énergétique de ce programme. Gaz Métro prend acte des commentaires de la Régie et les considérera dans le cadre de la prochaine évaluation du programme.

Considérant cette opinion de la Régie, Gaz Métro a intégré partiellement les recommandations de l'évaluation pour les fins du dossier tarifaire 2011-2012. Les paramètres liés à l'impact énergétique antérieurement approuvés par la Régie ont été maintenus alors que les recommandations visant les effets de distorsion ont été intégrées »¹.

Dans sa décision sur le dossier tarifaire 2012 de Gaz Métro, la Régie réitérait la même conclusion par rapport au fait que le rapport d'évaluation du[des...] PE210-Chaudières à

Original : 2013.04.17 Révisé : 2013.04.23

¹ R-3752-2011, pièce B-0156, Gaz Métro-9, Document 1, page 34, lignes 14 à 21

condensation ne permet[taient] pas de valider entièrement l'impact énergétique de ce[s] programme[s]².

Cependant, la Régie concluait que : « Enfin, considérant qu'elles sont suffisamment justifiées et satisfaisantes, la Régie approuve l'ensemble des autres modifications proposées par le Groupe de travail aux programmes du PGEÉ et à leurs paramètres. »³

Dans ces circonstances, Gaz Métro a donc appliqué les paramètres de la façon dont elle les avait détaillés dans sa preuve pour l'année 2011-2012, en présumant que la proposition de Gaz Métro avait été acceptée par la Régie dans sa décision D-2011-182.

Également, Gaz Métro rappelle à la Régie que la prochaine évaluation du programme *PE210* est prévue pour 2013-2014, tel qu'indiqué dans le calendrier proposé à la pièce B-0184, Gaz Metro-13, Document 1, page 26, du dossier R-3809-2012.

13.2 Le cas échéant, veuillez déposer une fiche corrigée tenant compte de la dernière évaluation du programme PE210.

Réponse:

Gaz Métro réfère la Régie à la réponse à la question 13.1.

Original : 2013.04.17 Révisé : 2013.04.23

² R-3752-2011, A-0071, décision D-2011-182, paragraphe 56

³ R-3752-2011, A-0071, décision D-2011-182, paragraphe 76

PRC ET PRRC

14. Références : (i) Pièce B-0058, pages 12 à 16;

(ii) Pièce B-0059, Rapport détaillé des programmes PRC et PRRC, page 187.

Préambule:

(i)

TABLEAU 4

RÉEL A PRIORI 2012⁷

VENTES SIGNÉES ET MONTANTS D'AIDES FINANCIÈRES DU PRC ENGAGÉS

	MARCHÉ RÉSIDENTIEL			MARCHÉ AFFAIRES								
				Petit affaires			Grand affaires			Affaires total		
Nombres et volumes	nombre	m*	vol. moyen	nombre	m*	vol. moyen	nombre	m*	vol. moyen	nombre	mª	vol. moyen
Nouveaux clients	5 036	12 569 824	2 496	2 100	30 051 903	14 310	140	33 524 914	239 464	2 240	63 576 817	28 383
Nouvelles constructions	4 128	10 515 429	2 5 4 7	973	12 932 110	13 291	92	22 023 413	239 385	1 065	34 955 523	32 822
Conversions	908	2 054 395	2 263	805	10 885 469	13 522	26	5 644 380	217 092	831	16 529 849	19 892
Autres				322	6 234 324	19361	22	5 857 121	266 233	344	12 091 445	35 150
Ajouts de charge	233	201 908	867	438	5 044 592	11 517	197	21 126 067	107 239	635	26 170 659	41 214
Total	5 269	12 771 732	2 424	2 538	35 096 495	13 828	337	54 650 981	162 169	2 875	89 747 476	31 217
PRC	\$/ventes	¢/m²	Total (\$)	\$/ventes	¢/m²	Total (\$)	\$/ventes	C/m²	Total (\$)	\$/ventes	¢/m²	Total (\$)
Nouveaux clients	1 621	64,94	8 162 760	2744	19,17	5 762 350	12 271	5,12	1717875	3 339	11,77	7 480 225
Nouvelles constructions	1 697	66,63	7 006 940	2 326	17,50	2 263 150	10 985	4,59	1 010 575	3 074	9,37	3 273 725
Conversions	1 273	56,26	1 155 820	3 631	26,85	2 923 175	21 842	10,06	567 900	4 201	21,12	3 491 075
Autres				1 789	9,24	576 025	6 336	2,38	139 400	2 080	5,92	715 425
Ajouts de charge	599	69,08	139 480	1 172	10,18	513 400	6 570	6,13	1 294 300	2 847	6,91	1 807 700
Total	1 576	65,00	8 302 240	2 473	17,88	6 275 750	8 938	5,51	3 012 175	3 231	10,35	9 287 925

[...]

« Le montant d'aides financières engagé au cours de l'année 2012 pour le marché résidentiel s'est avéré plus élevé de 1,63 M\$ par rapport à ce qui était prévu au moment de la Cause tarifaire. La hausse provient principalement du marché de la nouvelle construction résidentielle, bien que le nombre de ventes signées pour ce marché soit inférieur à ce qui était anticipé au moment d'établir les prévisions pour la Cause tarifaire 2012. La plus forte proportion d'immeubles à condos observée dans le marché de la nouvelle construction résidentielle explique principalement cet écart des montants d'aides financières.

[...]

TABLEAU 6
ANALYSE DES AIDES FINANCIÈRES RÉELLEMENT DÉBOURSÉES EN 2012

Résidentiel				Petit affaires				TOTAL		
	PRC engagés	%	PRC déboursés 2012	PRC engagés	%	PRC déboursés 2012	PRC engagés	%	PRC déboursés 2012	PRC
	M\$		M\$	M\$		M\$	M\$		M\$	M\$
2009	5,03	4%	0,18	4,07	3%	0,14	0,90	8%	0,07	
2010	7,04	11%	0,79	4,49	11%	0,49	2,00	23%	0,45	
2011	7,35	50%	3,69	6,17	53%	3,30	2,30	50%	1,16	
2012	8,30	35%	2,91	6,28	32%	2,02	3,01	20%	0,59	
Total			7,57			5,95			2,27	15,78
Ajustement pour les ventes qui ne se réalisent pas										
% ajustement 3,27%		3,11%			3,11%					
PRC (M	\$)	7,32			5,76			2,2	0	15,28
Ajustement pour les aides financières non réclamées										
% ajustement 12,75%			12,75%							
PRC (M\$) 6,39		5,03			1,92			13,33		

(ii) Le total des aides financières PRC signées en 2012 est de 18 804 275 \$.

Demandes:

14.1 Veuillez présenter les données du tableau 4 en donnant le détail par palier tarifaire. Pour le premier palier du tarif D₁ veuillez fournir le détail par sous-palier (0-1 095 m³, 1 095-3 650 m³ et 3 650-10 950 m³).

Réponse:

Veuillez vous référer à l'annexe 1. Les données pour les sous-paliers du tarif D_3 ne sont pas disponibles.

14.2 Veuillez présenter l'analyse des aides financières réellement déboursées en 2012 (tableau 6) sous le même format que le tableau 4 en donnant les détails par palier tarifaire et par sous palier pour le premier palier du tarif D₁.

Réponse:

Veuillez vous référer à l'annexe 2. Les données pour les sous-paliers du tarif D_3 ne sont pas disponibles.

14.3 Veuillez expliquer l'écart entre le total des aides financières PRC engagées en 2012 selon le tableau 4 (8 302 240\$ + 9 287 925\$ = 17 590 165\$) et le total présenté à la référence (ii) (18 804 275\$).

Réponse :

La différence d'un peu plus de 1,2 M\$ s'explique par le fait que contrairement à la référence (ii), le système informatique utilisé pour produire le tableau 4 n'incluait pas les montants des aides financières associées aux ventes signées dont le statut de contrat n'était pas encore en vigueur.

15. Référence : Pièce B-0058, pages 7 et 9.

Préambule:

En page 7:

« Ab) Prévision des aides financières engagées

[...]

<u>Pour le marché résidentiel</u>, les aides financières ont été évaluées en déterminant un montant moyen d'aide financière par nouvelle vente <u>basé sur l'historique réel à ce jour</u> ...

[...]

<u>Pour le marché affaires</u>... Une aide financière moyenne, <u>basée sur l'historique</u>, a été déterminée pour les catégories de nouvelles ventes de 0-75 000 m³/an et celles de 75 000 m³/an et plus. »

En page 9:

<u>L'enveloppe associée aux aides financières du PRRC</u> est établie au moment des causes tarifaires selon l'historique des montants d'aides financières du PRRC déboursés et selon les efforts prévus de rétention de la clientèle. » [Nous soulignons]

Demandes:

15.1 Veuillez fournir le calcul détaillé permettant de déterminer le montant moyen d'aide financière, et ce, pour le marché résidentiel (\$/client), le marché affaires de 0-75 000 m³/an et pour celui de 75 000 m³/an et plus (¢/m³). Veuillez préciser quelles sont les données historiques utilisées, les années retenues et les ajustements, le cas échéant, ainsi que leurs justifications.

Réponse :

Les méthodes utilisées pour déterminer les montants moyens d'aide financière sont présentées ci-dessous selon les marchés. Le tableau présente les données utilisées pour chaque marché.

Pour le marché de la nouvelle construction résidentielle, Gaz Métro utilise la moyenne de l'aide financière moyenne des quatre dernières années disponibles, soit de 2007 à 2010.

Pour ce qui est de la conversion résidentielle, Gaz Métro utilise, dans un premier temps, l'historique deux ans de l'aide financière moyen pour les ventes avec et sans chauffage. Cela permet ensuite de déterminer le montant total de PRC que l'on divise par le nombre total de clients en conversion pour obtenir le montant moyen d'aide financière pour ce marché.

Pour les ajouts de charge, il s'agit de la moyenne des deux dernières années.

Pour les nouveaux clients, il faut cumuler les PRC totaux en dollars par sous-marché et diviser par le nombre de nouveaux clients prévus (6 530 299 \$ / 5 039).

PRC	\$/ventes
Nouveaux clients	1 296
Nouvelles constructions ⁴	1 304
2007	1 289
2008	1 345
2009	1 198
2010	1 368
Conversions	1 227
Avec chauffage	1 889
2009	1 851
2010	1 927
Sans chauffage	0
2009	0
2010	0
Ajouts de charge	752
2009	909
2010	594

⁴ La donnée utilisée pour 2007, provenant des bases de données actuelles, diffère légèrement de celle utilisée pour déterminer les prévisions pour le Rapport annuel 2012. L'impact de cette variation est de 4 \$. Le PRC moyen obtenu est de 1 300 \$ plutôt que de 1 304 \$. L'impact est jugé marginal.

Pour le marché affaires, le montant moyen en ϕ/m^3 est obtenu en calculant la moyenne des montants moyens en ϕ/m^3 de chacun des sous-marchés. Le tableau suivant détaille les montants moyens.

Pour les nouveaux clients, les ajouts de charges totaux et le total cumulatif, il faut cumuler les PRC totaux en dollars par sous-marché et diviser par les volumes y afférant. Le tableau 2 de la référence présente les chiffres nécessaires au calcul.

MARCHÉ AFFAIRES			
	Petit affaires (0-75000 m³)	Grand affaires (75 000 m³ et +)	
	¢/m³	¢/m³	
Nouveaux clients	20,77	4,24	
Nouvelles constructions	20,02	3,73	
2 008	23,35	3,70	
2 009	18,35	3,34	
2 010	18,36	4,14	
Conversions	27,61	9,05	
2 009	26,49	5,07	
2 010	28,73	13,04	
Autres (inc. changement de client)	12,35	1,41	
2 009	12,64	2,59	
2 010	12,06	0,23	
Ajouts de charge (avec ou sans conversion)	12,53	4,01	
Sans conversion	10,19	3,42	
2 008	10,26	2,26	
2 009	9,99	3,04	
2 010	10,31	4,97	
Avec conversion	23,49	9,35	
2 009	23,98	10,99	
2 010	23,01	7,71	
Total	19,02	4,13	

15.2 Veuillez fournir le montant moyen d'aide financière pour chaque année à partir de 2005 et ce pour le marché résidentiel (\$/client), le marché affaires de 0-75 000 m³/an et pour celui de 75 000 m³/an et plus (¢/m³). Veuillez expliquer les variations annuelles de montant d'aide moyen pour chaque marché et expliquer également les changements méthodologiques, le cas échéant, ainsi que leurs justifications.

Réponse :Le tableau suivant montre l'évolution du PRC par marché (\$/client).

Année	Marchés			
	Résidentiel	Affa	aires	
	(\$)	0 - 75000m³ (\$)	75000m ³ et + (\$)	
2005	1 196	3 867	7 580	
2006	1 109	3 999	8 172	
2007	1 289	3 194	4 388	
2008	1 345	3 321	6 317	
2009	1 198	2 176	3 594	
2010	1 368	2 075	5 620	
2011	1 467	2 498	5 658	
2012	1 697	2 372	8 032	

Marché résidentiel

Le tableau suivant montre l'évolution du PRC par sous-marché résidentiel (\$/client) :

Année	Résidentiel	NCR		Conversion
	(\$)	Unifamilial (\$)	Condo (\$)	Résidentielle (\$)
2005	1 196	1 131	1 442	1 816
2006	1 109	1 599	868	2 024
2007	1 289	1 703	1 029	1 807
2008	1 345	1 600	1 144	2 132
2009	1 198	1 606	893	1 362
2010	1 368	1 649	1 137	1 332
2011	1 467	1 513	1 440	1 288
2012	1 697	1 476	1 795	1 273

Marché de l'unifamilial: Le PRC moyen par client est à la baisse parce qu'il est de plus en plus difficile de rentabiliser les projets de développement résidentiel tel que mentionné à la pièce B-0347, Gaz Métro-3, Document 3, du dossier

R-3752-2011. Gaz Métro est donc limitée dans les montants en PRC qu'elle peut engager compte tenu qu'elle doit rencontrer un seuil de rentabilité souhaité par projet.

<u>Marché de la conversion résidentielle</u>: La variation des PRC moyens signés aux cours des dernières années n'indique aucune tendance, le PRC moyen fluctuant en raison du type d'appareils convertis.

<u>Marché du condominium</u>: Seuls les PRC des grands immeubles à condos suivent les volumes moyens par client. Depuis 2009, de plus en plus de grands immeubles à condos sont signés et leurs volumes moyens élevés ont un impact significatif sur l'augmentation du PRC moyen dans le marché résidentiel.

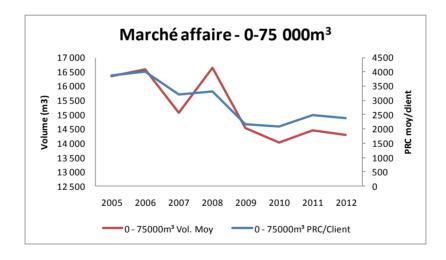
Volume moyen	(m³/clients)		
ANNÉE	TOTAL	UNIFAMILIAL	CONDO
2005	1 950	1 588	3 329
2006	1 804	2 586	1 418
2007	1 804	2 046	1 653
2008	1 861	2 011	1 742
2009	1 716	2 059	1 459
2010	1 871	1 986	1 776
2011	2 110	1 961	2 197
2012	2 547	1 907	2 829

Marché affaires

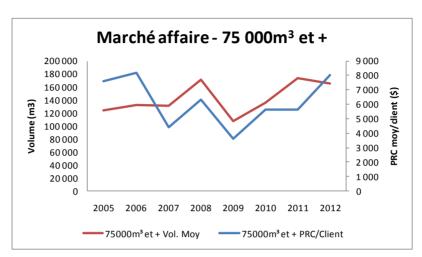
Le tableau suivant permet de comparer le petit marché affaires versus le grand marché affaires.

Année PRC/Clie		Client (\$)	¢/m³		Vol moyen (m³)	
Ainee	0 - 75000m ³	75000m³ et +	0 - 75000m ³	75000m ³ et +	0 - 75000m ³	75000m³ et +
2005	3 867	7 580	23,65	6,10	16 350	124 264
2006	3 999	8 172	24,09	6,19	16 599	132 038
2007	3 194	4 388	21,21	3,35	15 061	130 853
2008	3 321	6 317	19,97	3,70	16 631	170 844
2009	2 176	3 594	14,97	3,34	14 541	107 541
2010	2 075	5 620	14,78	4,14	14 036	135 719
2011	2 498	5 658	17,28	3,26	14 458	173 723
2012	2 372	8 032	16,58	4,87	14 304	164 811

1- On constate que pour le marché 0 − 75 000 m³, la variation des PRC moyens par client suit la variation des volumes moyens. Le graphique suivant illustre cette corrélation. Compte tenu que les grilles de PRC s'appliquent pour la majorité des cas de ce sousmarché, il est cohérent d'avoir des variations entre les ¢/m³ et les volumes moyens qui suivent les mêmes tendances.



2- Le marché affaires 75 000 m³ et plus ne présente pas de tendance aussi nette que pour le marché affaire de 0 à 75 000 m³ entre les volumes moyens et les ¢/m³. Cette situation s'explique surtout par le fait que pour la majorité de ces ventes, le montant du PRC varie au cas par cas en fonction de différents éléments contextuels (surcoût des équipements, rentabilité recherchée par le client, position concurrentielle, calculs



économiques du client, volumes, environnement d'affaires, perceptions des clients, etc.)⁵.

15.3 Pour les aides financières du PRRC, veuillez préciser ce que Gaz Métro entend par « efforts prévus de rétention de la clientèle » et expliquer comment ce paramètre affecte l'enveloppe associée au PRRC.

Réponse:

Gaz Métro fait référence aux multiples stratégies de promotion qu'elle effectue auprès de sa clientèle existante afin que le choix du gaz naturel demeure lors du remplacement de leurs appareils à gaz naturel. Gaz Métro constate que les stratégies de promotion ont un impact à la hausse sur le nombre de ventes de type maintien, soit relatif aux remplacements d'appareils et incidemment sur l'enveloppe associée au PRRC.

- **16. Références :** (i) Pièce B-0059, Rapport détaillé des programmes PRC et PRRC;
 - (ii) Dossier R-3529-2004, SCGM-2, document 8, pages 18, 19, 26 et 27 (en date du 16 août 2004).

Préambule:

(i) Gaz Métro présente le rapport détaillé des programmes PRC/PRRC incluant, pour chaque vente signée en 2012, le volume signé et l'aide financière accordée.

-

Original: 2013.04.17

⁵ Voir R-3809-2012 – Gaz Métro 8, Document 3, page 4.

La Régie identifie 6 clients dans l'ensemble des clients ayant reçu une aide financière PRC :

```
Client numéro 397170, page 4;
Client numéro 397997, page 19;
Client numéro 398060, page 21;
Client numéro 402631, page 104;
Client numéro 405697, page 169;
Client numéro 406047, page 176.
```

et 6 clients dans l'ensemble des clients ayant reçu une aide financière PRRC :

```
Client numéro 397030, page 1;
Client numéro 397580, page 4;
Client numéro 398580, page 8;
Client numéro 399425, page 13;
Client numéro 399957, page 18;
Client numéro 400139, page 20.
```

(ii) Pages 18 et 19:

Programme de rabais à la consommation PRC :

« 2.3.1 La valeur du rabais à la consommation est établie de manière à offrir au client de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, l'implantation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel.

[...]

2.3.4 Les montants versés dans le cadre du P.R.C. devront permettre au distributeur d'assurer la rentabilité du branchement. »

Pages 26 et 27:

Programme de rétention par voie de rabais à la consommation PRRC :

« 2.3.1 La valeur du rabais à la consommation est établie de manière à offrir au client de rentabiliser de façon juste et raisonnable le remplacement ou la réparation d'équipements utilisant présentement le gaz naturel.

[...]

2.3.4 La contribution versée dans le cadre du P.R.R.C. doit procurer auprès du distributeur un effet à la hausse sur les tarifs inférieur à l'effet à la hausse sur les tarifs de la perte éventuelle des volumes de gaz prévus au cours des cinq prochaines années. »

Demande:

16.1 Veuillez présenter, pour chaque client identifié en préambule, les calculs permettant d'établir que les conditions établies dans les articles 2.3.1 et 2.3.4 du programme PRC ou PRRC, selon le cas, sont remplies.

Veuillez indiquer, pour chacun des clients, le type d'équipement installé (chauffage, chauffage de l'eau, périphériques, procédés), la source d'énergie alternative qui sert de comparaison et toutes les hypothèses de coûts et de revenus. Le cas échéant, dans les cas où la subvention accordée au client identifié l'a été sur la base d'un projet comprenant plusieurs clients, veuillez expliquer les hypothèses et les paramètres reliés au projet ayant conduit à l'établissement de la subvention.

Réponse :

En ce qui concerne les calculs permettant d'établir les conditions figurant à l'article 2.3.1 du programme de rabais à la consommation (PRC) et du programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC), Gaz Métro ne peut malheureusement pas se prononcer sur la rentabilisation dans la perspective du client. Elle peut toutefois supposer qu'étant donné que les offres ont été acceptées, celles-ci devaient permettre au client de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, l'implantation, le remplacement ou la réparation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel.

Pour les six clients, ayant reçu une aide financière PRC, identifiés par la Régie, le rendement, tel que défini par le TRI est l'élément permettant de définir que le projet était rentable. Gaz Métro vise une rentabilité supérieure à son coût en capital prospectif (6,37 % en 2012-2013) dans tous les dossiers sauf dans certaines extensions de réseau qui offrent un potentiel de développement futur permettant de ramener la rentabilité à un taux supérieur. Le TRI, ainsi que les autres informations demandées par la Régie sont listés cidessous pour chacun des clients.

Client numéro 397170

Hypothèses et paramètres du projet : Projet sur réseau en nouvelle construction résidentielle pour 53 clients

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
90 442	48 500	19 895	16,19 %

Type d'équipement : système combo (chauffage et eau chaude)

Énergie alternative : électricité

PRC unitaire : 1 700 \$ montant alloué en fonction de la rentabilité du projet et, entre

autres, afin de combler en partie le surcoût d'installation

d'équipement au gaz

Client numéro 397997

Hypothèses et paramètres du projet : Projet d'extension du réseau en nouvelle construction résidentielle pour 162 clients

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
413 813	109 350	51 438	7,37 %

Type d'équipement : foyer

Énergie alternative : électricité

PRC unitaire : 550 \$ montant alloué en fonction de la rentabilité du projet et, entre

autres, afin de combler en partie le surcoût d'installation

d'équipement au gaz

Client numéro 398060

Hypothèses et paramètres du projet : Projet d'extension du réseau en nouvelle construction résidentielle pour 241 clients

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
950 026	346 000	124 941	8,68 %

Type d'équipement : fournaise, chauffe-eau, BBQ

Énergie alternative : électricité

PRC unitaire : 1 700 \$ montant alloué en fonction de la rentabilité du projet et, entre

autres, afin de combler en partie le surcoût d'installation

d'équipement au gaz

Client numéro 402631

Hypothèses et paramètres du projet :

Projet d'extension du réseau pour trois clients et potentiel de clients résidentiels futurs, donc rendement approuvé dans sa globalité

• Client 1 : volume de 386 000 m³, PRC de 110 000 \$. Les principales raisons justifiant le niveau de l'aide financière octroyée sont les suivantes :

- Le remplacement des équipements requérait un investissement global de 420 000 \$.
- L'aide financière versée permettait au client d'atteindre un retour sur investissement de deux ans, tel que requis en fonction du contexte relié à son industrie.
- Client 2 : volume de 252 000 m³
- Client 3 : volume de 20 800 m³
- Potentiel de clients résidentiels futurs en conversion mazout et propane pourraient ramener la rentabilité au dessus du coût en capital prospectif.

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
742 359	658 800	78 952	6,12 %

Type d'équipement : aérothermes, chauffe-eau commerciaux

Énergies alternatives : mazout et électricité

Client numéro 405697

Hypothèses et paramètres du projet : Projet d'extension du réseau pour un seul client

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
303 813	1 360 000	122 342	35,63 %

Type d'équipement : unités ventilées tempérées, chaudières commerciales, unités de toit

Énergie alternative : électricité

PRC : 150 000 \$ 1'aide financière versée permettait la présence du gaz naturel dans

une nouvelle construction « LEED » (bâtiment vert) dans un contexte où cette présence était menacée notamment par le fait que le client disait à Gaz Métro avoir reçu des offres de subventions

concurrentes

Client numéro 406047

Hypothèses et paramètres du projet : Projet d'ajout de charge pour un client

Investissement (\$)	Volume (m³)	Revenu D (\$)	Rendement (TRI)
16 986	53 900	5 899	10,56 %

Type d'équipement : chauffe-eau commerciaux

Énergie alternative : électricité

PRC: 29 000 \$ les principales raisons justifiant le niveau de l'aide financière

octroyée sont les suivantes :

• par le passé, certains volumes hors pointe pour ce client ont

déjà été perdus à l'électricité

• la conversion au gaz naturel représentait un surcoût, par rapport au choix de l'électricité, de 53 000 \$ pour le client pour un

investissement total de 130 000 \$

Pour les six clients ayant reçu une aide financière PRRC et identifiés par la Régie, l'effet à la hausse sur les tarifs est inférieur à l'effet à la hausse sur les tarifs d'une perte éventuelle des volumes de gaz prévus au cours des cinq prochaines années. Ces informations, ainsi que les autres demandes de la Régie, sont listées ci-dessous pour chacun des clients.

Client numéro 397030

Hypothèses et paramètres du projet : intégration de la géothermie, mais conservation aussi du gaz naturel

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client	Maintien du client								
173 397	50 626								

Type d'équipement : chaudières à condensation

Énergie alternative : électricité

PRRC: 60 500 \$ les principales raisons justifiant le niveau de l'aide financière

octroyée sont les suivantes :

• le client a déjà procédé à l'intégration de la géothermie pour

une grande partie de son utilisation d'énergie

- le projet de modernisation de l'usine a été octroyé à une firme très favorable à l'électricité
- la subvention octroyée a permis de conserver 30 % des volumes au gaz naturel

Client numéro 397580

Hypothèses et paramètres du projet : Contrer la poursuite de la transformation électrique, déjà amorcée par le client

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client	Maintien du client								
188 720	30 691								

Type d'équipement : chaudière à vapeur

Énergie alternative : électricité

PRRC: 30 000 \$ les principales raisons justifiant le niveau de l'aide financière

octroyée sont les suivantes :

- les équipements existants au gaz naturel avaient atteint la fin de leur durée de vie utile
- le client avait déjà commencé la transformation électrique dans quelques locaux dont l'ancienne usine convertie en condos commerciaux
- l'aide financière a permis de converser un certain niveau de volumes au gaz naturel

Client numéro 398580

Hypothèses et paramètres du projet : l'aide financière a permis de confirmer le maintien du gaz naturel lors du remplacement des équipements

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client	Maintien du client								
185 665	25 647								

Type d'équipement : brûleur à gaz naturel

Énergie alternative : huile

PRRC : 25 000 \$ les principales raisons justifiant le niveau de l'aide financière

octroyée sont les suivantes :

• le coût de modernisation pour le client était d'environ 200 000 \$

• l'octroi de l'aide financière en combinaison avec des subventions du PGEÉ permettait au client d'atteindre un retour sur investissement d'un peu moins de trois ans et permettait de sécuriser les volumes du client pour cinq ans

Client numéro 399425

Hypothèses et paramètres du projet : remplacement de la fournaise pour un client résidentiel

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client	Maintien du client								
1 714	516								

Type d'équipement : fournaise Énergie alternative : électricité

PRRC: 500 \$ selon une grille d'aide financière promotionnelle en vigueur au

moment du paiement du dossier

Client numéro 399957

Hypothèses et paramètres du projet : remplacement de la fournaise pour un client résidentiel

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client	Maintien du client								
394	310								

Type d'équipement : fournaise Énergie alternative : électricité

PRRC : 200 \$ selon une grille d'aide financière promotionnelle en vigueur au

moment du paiement du dossier

Client numéro 400139

Hypothèses et paramètres du projet : remplacement de la fournaise pour un client résidentiel

Contribution tarifaire annuelle 5 ans (\$)									
Perte du client Maintien du client									
1 138	516								

Type d'équipement : fournaise Énergie alternative : électricité

PRRC: 500 \$ selon une grille d'aide financière promotionnelle en vigueur au

moment du paiement du dossier

NIVELLEMENT DE LA TEMPÉRATURE

- 17. Références : (i) Pièce B-0043:
 - (ii) Pièce B-0035, pages 1 et 3.

Préambule:

- Évolution du compte de nivellement de la température. (i)
- En page 1: (ii)

Analyse comparative du nombre moyen de clients, des volumes normalisés et des revenus de distribution (incluant les revenus du Fonds Vert) pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012.

En page 3:

Analyse comparative des volumes, des revenus du transport et de l'équilibrage par tarifs pour l'exercice terminé le 30 septembre 2012.

Demandes:

Veuillez expliquer comment sont établis les taux (\$/m³) utilisés pour calculer les revenus 17.1 de distribution et d'équilibrage liés à la normalisation et à la contrepartie de la normalisation (colonnes 2, 3, 6 et 7 du tableau de la référence (i)).

Réponse :

Pour la distribution, les taux sont établis à l'aide d'une comparaison du volume avant et après normalisation par palier multipliée par les taux de la grille tarifaire en vigueur. La répartition des volumes par palier est établie à l'aide d'une courbe ogive. La comparaison permet de dégager un écart total en dollars à normaliser. Le taux moyen découle du calcul suivant : écart total divisé par le volume de normalisation.

En ce qui a trait à la contrepartie de normalisation de la distribution, le taux moyen de distribution de l'ensemble des clients D₅ à la cause tarifaire est utilisé, en excluant le gaz d'appoint et les pénalités prévues. Pour 2012, le taux utilisé est de 2,490 ¢/m³, ce qui correspond à des revenus anticipés de 25,1 M\$ divisés par des volumes au tarif D₅ de $100.9 \ 10^6 \text{m}^3$.

Pour l'équilibrage, le taux d'équilibrage moyen du tarif D₁ est utilisé, soit 4,652 ¢/m³. Ce taux est inscrit dans les Conditions de service et Tarif au 1^{er} janvier 2012, à la page 55.

Enfin, pour la contrepartie de l'équilibrage, le taux moyen d'équilibrage de l'ensemble des clients D5 à la cause tarifaire est utilisé, en excluant le gaz d'appoint. Pour 2012, le

Original: 2013.04.17 Gaz Métro - 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 51 de 70 taux utilisé est de (0,502) ¢/m³, ce qui correspond à des revenus anticipés de (5,1) M\$ divisés par des volumes au tarif D_5 de 100,9 10^6 m³.

Il importe de préciser que les revenus pour le Fonds vert sont exclus de tous les calculs de normalisation.

17.2 Veuillez comparer les taux utilisés à la pièce citée en référence (i) et les revenus moyens (¢/m3) de distribution et d'équilibrage rapportés à la référence (ii) pour les catégories tarifaires touchées par la normalisation et la contrepartie de la normalisation. Le cas échéant, veuillez expliquer les écarts.

Réponse:

Les revenus de distribution perdus ou gagnés en raison de la température s'effectuent toujours sur le palier maximal atteint par chaque client. Par conséquent, les taux de normalisation pour la distribution ne sont pas égaux aux taux moyens de la clientèle. Bien qu'il soit normal que les taux de normalisation soient inférieurs aux taux moyens, les taux de la pièce B-0043, Gaz Métro-10, Document 2, ne sont pas directement comparables aux taux de la pièce B-0035, Gaz Métro-9, Document1, car l'une inclut les revenus du Fonds vert alors que l'autre exclut ces mêmes revenus.

Pour l'équilibrage, le taux moyen de $4,652 \text{ ¢/m}^3$ correspond au taux de la Cause tarifaire 2012. Le taux réel est légèrement inférieur à la moyenne du tarif D_1 en raison des clients qui peuvent profiter d'un taux personnalisé.

En ce qui a trait aux contreparties de la normalisation, les taux ne sont pas comparables entre les pièces B-0043 et B-0035. Dans le cas de la distribution, le calcul du taux de la contrepartie de normalisation se fait avant l'ajout des revenus du Fonds vert alors que les revenus totaux de la pièce B-0035 incluent ces mêmes revenus. Dans le cas de l'équilibrage, les volumes et les revenus de la pièce B-0035 incluent le gaz d'appoint, alors que ces revenus sont exclus pour calculer le taux de contrepartie d'équilibrage.

GNL

- 18. Références : (i) R-3782-2011, Décision D-2012-071, paragraphe 109;
 - Pièce B-0065, page 1. (ii)

Préambule:

- (i) « Cependant, le distributeur devra, dans les prochains dossiers de fermeture, fournir les hypothèses qu'il utilise pour établir le tarif d'équilibrage et de distribution de l'usine de LSR. »
- (ii) En note de bas de page, le distributeur indique :
- « (5) Le taux d'équilibrage correspond au sous-tarif 5.8 volet A au profil global de liquéfaction de l'usine LSR prévu pour l'année financière 2011-2012.
- (6) Le taux de distribution correspond au sous-tarif 5.8 volet A selon l'étude d'allocation des coûts de 2011. »

Demande:

Veuillez présenter les hypothèses avant permis d'établir le sous-tarif à utiliser pour 18.1 déterminer les coûts de distribution et d'équilibrage applicables au client GNL.

Réponse:

Une erreur s'est glissée lors de l'évaluation du sous-tarif auquel GMST devait être facturé. En effet, le profil de consommation de l'usine LSR utilisé n'était pas exactement le profil final prévu au dossier tarifaire 2012. Dans les faits, une légère fluctuation volumétrique à la baisse a fait passer le volume moyen de l'usine du palier 5.8 au palier 5.7. Ainsi, en vertu du profil de consommation de l'usine LSR finalement prévu, GMST aurait dû se voir facturer au palier 5.7 volet A, pour les services de distribution et d'équilibrage. L'utilisation du palier 5.7 volet A plutôt que le palier 5.8 volet A n'a aucun effet sur le taux d'équilibrage à facturer. L'écart de facturation à GMST au service de distribution est de 937,58 \$.

La pièce Gaz Métro-19, Document 1, en page 1 est donc révisée afin de refléter cette correction. Par ailleurs, considérant que cet ajustement est de moins de 1 000\$, et dans le souci de respecter le délai pour répondre aux DDR, et ce, à travers les nombreux dossiers qui sont en cours, Gaz Métro n'a pas jugé nécessaire de réviser les pièces dans lesquelles sont reportées les montants de facturation à GMST. Dans les faits, les chiffres des pièces étant présentés en millier de \$, ce changement a pour effet d'augmenter la quote-part du trop-perçu aux clients de 1 k\$, alors que celle des associés se voit réduite d'autant. Ainsi, les pièces suivantes n'ont pas été révisées: Gaz Métro-8, Document 3 en page 1, Gaz Métro-4, Document 1 en page 1, Gaz Métro-4, Document 2 en page 2 (note f).

Original: 2013.04.17 Gaz Métro - 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23 Page 53 de 70 **19. Référence :** R-3782-2011, Décision D-2012-071, paragraphe 114.

Préambule:

« En conséquence, la Régie demande que les écarts de prévisions qui ont un impact sur les tropperçus et les manques à gagner, à savoir les montants des lignes 4, 11, 12, et 14 du tableau de la pièce B-0109, page 1, doivent être retranchés du montant des trop-perçus ou manque à gagner avant d'appliquer le pourcentage de partage convenu dans le Mécanisme incitatif. La Régie considère que cette étape additionnelle ne modifie en rien les paramètres de partage du Mécanisme incitatif. Compte tenu des faibles montants en cause dans le présent dossier, la Régie demande d'appliquer cette modification uniquement à compter du prochain dossier de fermeture. »

Demande:

19.1 Veuillez expliquer comment la demande de la Régie citée en préambule a été intégrée dans le calcul des trop-perçus et de leur partage pour l'année 2012.

Réponse :

Dans un premier temps, Gaz Métro souligne que les écarts de prévisions de l'activité de vente de GNL sont présentés à la pièce B-0065, Gaz Métro-19, Document 1, page 1, aux lignes 4 (Coût d'utilisation de l'usine LSR), 9 (Équilibrage – Pointe), 10 (Équilibrage – Espace) et 12 (Distribution). Le total de ces écarts de prévision est donc de 17 000 \$ au 30 septembre 2012.

Conformément à la décision de la Régie (D-2012-071), ces écarts de prévisions de l'activité de vente de GNL, ont été retranchés du montant de trop-perçu dégagé au 30 septembre 2012 avant d'appliquer le pourcentage de partage convenu au mécanisme incitatif. La pièce B-0033, Gaz Métro-8, Document 3, page 1, présente le partage du trop-perçu au 30 septembre 2012. L'écart de prévisions relié à l'activité de vente de GNL au montant de 17 000 \$ a été retranché du montant du trop-perçu à la ligne 9 et a été entièrement attribué aux clients à la ligne 14.

20. Références : (i) Pièce B-0065, page 3;

(ii) R-3751-2010, Décision D-2011-030, paragraphe 54.

Préambule:

(i)

« Cause tarifaire 2012

Volume p			Outil de mai	ntien de la fia	bilité	
Annuel 103m3	Hiver (nov. à mars) 10³m³	Période	Capacité quotidienne m³/jour	Capacité totale 103m3	Prix ¢/m³	Coût total * (000 \$)
2 000	440	1 ^{er} nov. au 31 mars	26 392	4 012	2,489	99,9

^{*} Appliqué en réduction du revenu requis à la Cause 2012

Gaz Métro désire soulever deux éléments qui l'amènent à proposer une révision de l'outil de maintien de la fiabilité projeté à la Cause tarifaire 2012 :

- 1. Gaz Métro avait proposé une approche alternative pour le coût de maintien de la fiabilité (réf. : R-3752-2011, Gaz Métro-4, Document 3, section 7). Étant donné que la Régie a rendu sa décision le 25 novembre, refusant la dite approche, Gaz Métro ne pouvait contracter un outil de maintien couvrant le mois de novembre. L'outil de maintien doit donc être considéré du 1er décembre au 31 mars.
- 2. La capacité requise pour le maintien de la fiabilité étant arrondi au 1 000 GJ suivant (26 392 m³), cela entraîne, dans les faits, une valeur supérieure au besoin réel. Or, Gaz Métro est en mesure de contracter des capacités avec une précision supérieure à celle de 1 000 GJ près. »
- (ii) « En conséquence la Régie demande à Gaz Métro d'estimer le coût de la fiabilité en fonction de la quantité de transport supplémentaire requise. La Régie comprend que la quantité de transport supplémentaire requise est établie de façon à assurer la même fiabilité avec et sans le client GNL. La Régie considère que le coût de la fiabilité doit être établi sur la base du coût du transport que le distributeur acquerra une fois que le client GNL aura confirmé ses besoins. Si, au moment du dossier tarifaire, ces informations ne sont pas connues, des estimations devront être utilisées. Le montant à soustraire du revenu requis, dans le cadre du dossier de fermeture, devra tenir compte des coûts unitaires réels et des volumes prévus au dossier tarifaire. Cependant, les volumes devront être mis à jour pour tenir compte des consommations réelles uniquement lorsque le volume réel sera supérieur au volume projeté. » [Nous soulignons]

Demandes:

20.1 Veuillez préciser à quelle date le client GNL a confirmé ses besoins pour l'hiver 2011-2012 et préciser la quantité de GNL demandée par celui-ci.

Réponse :

Le client GNL a confirmé ses besoins pour l'hiver le 28 novembre 2011 à 17h30. Étant donné l'heure de réception, Gaz Métro a indiqué le 29 novembre comme date de révision au tableau de la pièce B-0065, Gaz Métro-19, Document 1, page 4, sous la ligne 5.

Veuillez indiquer quel aurait été le prix (¢/m³) de l'outil de maintien de la fiabilité si le 20.2 distributeur en avait fait l'acquisition au moment où le client GNL a confirmé ses besoins.

Réponse:

Gaz Métro n'a pas l'information quant au prix de transport qu'elle aurait obtenu si elle l'avait contracté le 29 novembre 2011.

Gaz Métro a contracté l'outil de maintien le 6 décembre 2011, soit une semaine après avoir reçu l'avis du client GNL. Cette période de temps a permis à Gaz Métro de mettre à jour son plan d'approvisionnement, incluant la révision budgétaire 2-10 de la prévision de la demande de la clientèle réglementée. Considérant les analyses que Gaz Métro doit faire pour établir les besoins d'approvisionnement, la capacité de transport n'aurait pas pu être contractée le 29 novembre 2011.

Il est à noter que la capacité contractée le 6 décembre comblait d'une part l'outil de maintien de fiabilité pour le client GNL, mais également des besoins de capacité pour la clientèle réglementée.

20.3 Veuillez expliquer pour quelles raisons le distributeur n'a pas appliqué les demandes de la Régie exprimées dans la décision D-2011-030 et citées en préambule.

Réponse :

En ce qui concerne le premier extrait souligné (référence ii), Gaz Métro juge qu'elle a respecté la décision de la Régie, comme elle l'explique à la réponse 20.2 ci-dessus.

Quant au second extrait souligné (référence ii), Gaz Métro juge qu'elle respecte la décision de la Régie.

En effet, à la pièce B-0065, Gaz Métro-19, Document 1, pages 3 et 4, Gaz Métro propose de modifier la base d'arrondissement de l'évaluation de l'outil de maintien de la Cause

Original: 2013.04.17 Gaz Métro – 44. Document 1 Révisé: 2013.04.23

tarifaire 2012 (au 100 GJ près plutôt qu'au 1 000 GJ près) afin de refléter plus précisément les besoins de remplacement de l'usine LSR.

Considérant cette proposition, les coûts de maintien de la fiabilité sont établis en tenant compte des coûts réels et des volumes prévus à la Cause. Ces derniers (644 10³m³) sont inférieurs aux volumes réellement contractés (1 808 10³m³). Les volumes réels et les coûts réels sont alors utilisés.

Gaz Métro a présenté à la pièce B-0065, Gaz Métro-19, Document 1, pages 6 et 7, quels seraient les coûts de maintien si la Régie rejette la proposition de Gaz Métro. Ici aussi, l'évaluation présentée par Gaz Métro respecte la décision de la Régie en considérant les volumes prévus initialement à la Cause, ceux-ci étant supérieurs aux volumes réels, et en considérant les coûts réels correspondant aux volumes contractés.

Gaz Métro a également expliqué dans ce document les raisons qui l'ont amenée à utiliser dans les résultats du rapport annuel les coûts de l'outil de maintien de fiabilité évalués selon sa proposition.

REVENUS ET COÛTS D'APPROVISIONNEMENT

21. Référence : Pièce B-0035, page 2.

Préambule:

- (i) Lignes 2 et 8
- (ii) Ligne 24

Demandes:

21.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez préciser quel a été l'impact des migrations, entre le service de Gaz de réseau et l'achat direct avec service de transport, pour lesquelles le distributeur a reçu un préavis de sortie dans les 12 mois précédant le 1^{er} octobre 2011, sur chacune de ces lignes (volumes et nombre de clients).

Réponse:

Au cours des 12 mois précédant le 1^{er} octobre 2011, 49 clients ont donné un préavis de sortie du service de fourniture du distributeur (gaz de réseau), tout en demeurant sous le service de transport du distributeur. Le volume total consommé de ces clients en 2011-2012 sous le service d'achat direct fut de 77 290 10³m³. Environ 72 % de ce volume provient du transfert en achat direct de trois clients seulement.

21.2 En rapport avec le préambule (ii), veuillez préciser quel a été l'impact des migrations, entre le service de Gaz de réseau et l'achat direct sans service de transport (volumes et nombre de clients), pour lesquelles le distributeur a reçu un préavis de sortie dans les 12 mois précédant le 1^{er} octobre 2011.

Réponse :

Au cours des 12 mois précédant le 1^{er} octobre 2011, un seul client en service fourniture du distributeur (gaz de réseau) a donné un avis de sortie du service de transport du distributeur. Le volume total consommé de ce client en 2011-2012 pour la période où il a fourni son propre service de transport fut de 710 10³m³.

22. Référence : Pièce B-0035, page 2.

Préambule:

Ligne 2

Demande:

- 22.1 Veuillez présenter pour chacune des transactions d'achat de gaz naturel ayant servi à l'approvisionnement en gaz de réseau au cours de l'année se terminant le 30 septembre 2012 les informations suivantes et ce sous format Excel :
 - . nature de la transaction: spot ou bloc
 - . nom de la contrepartie
 - . date de signature de l'entente
 - . durée de l'entente et date de début de livraisons
 - . volume quotidien (m³/jour) et volume annuel
 - . point de livraison
 - . prix et conditions : indice à l'entente (Empress mensuel par exemple) et basis

Réponse :

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

23. Référence : Pièce B-0036, page 1.

Préambule:

- (i) Ligne 6
- (ii) Lignes 7, 8 et 9

Demandes:

23.1 Veuillez identifier pour chacune des colonnes de la ligne 6 le coût moyen en excluant l'effet des produits dérivés.

Réponse :

Les lignes 5 et 6 de l'annexe 4 présentent les coûts unitaires moyens avant effet des dérivés financiers en \$/GJ et en ϕ/m^3 respectivement.

Les données de la ligne 5 sont extraites de la page 4 du Rapport mensuel du *Prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression* pour chaque mois analysé.

Veuillez présenter l'équivalent des lignes 7, 8 et 9 en utilisant comme base de calcul le coût moyen excluant l'effet des produits dérivés.

Réponse :

L'annexe 4 présente l'évaluation des coûts d'équilibrage inclus au prix de fourniture en fonction de l'utilisation des coûts unitaires moyens <u>avant</u> effet des dérivés financiers.

23.3 Comment le distributeur explique-t-il que le montant transféré à l'équilibrage soit négatif alors que le prix moyen d'hiver à la ligne 5 (3,98\$/GJ) est plus élevé que le prix d'été (3,74\$/GJ)?

Réponse :

L'effet combiné des volumes mensuels appliqués à différents prix mensuels explique les résultats.

L'annexe 5 reprend une partie du document en référence avec des informations additionnelles. Les proportions mensuelles des achats, des prix, des coûts selon le profil mensuel et des coûts selon le profil uniforme ont été ajoutées, ainsi que l'apport de chaque mois à la portion équilibrage incluse au service de fourniture.

La ligne 9 de ce tableau permet de constater que le transfert de -4.9 M\$ se répartit en +52.3 M\$ en hiver et en -57.2 M\$ en été.

La disparité plus importante des proportions sous le profil uniforme que sous le profil réel entraîne les résultats négatifs observés malgré un écart de prix moyen hiver/été positif et des volumes d'achats plus importants en hiver.

Ainsi, au réel, les coûts d'équilibrage inclus au prix de fourniture sur une année financière ne peuvent pas être calculés en fonction de l'écart de prix moyen hiver/été. L'évaluation doit passer par la considération des volumes et des prix mensuels réels.

23.4 Selon le distributeur, ce résultat est-il conforme à l'objectif recherché par la proposition de Gaz Métro et retenue par la décision D-2007-116 aux pages 47 et 48?

Réponse :

Oui, l'objectif, identifié dans le dossier R-3630-2007 dans lequel la Régie a rendu la décision D-2007-116, était d'assurer une équité entre les clients en gaz de réseau et les clients en achat direct. Le transfert de coût dans un sens comme dans l'autre assure ainsi un traitement équitable quant à l'effet saisonnier inclus dans le prix de fourniture.

La formule d'évaluation de la portion équilibrage incluse au prix de fourniture consiste à comparer des coûts d'achats de fourniture selon le profil d'achat réel par rapport à un profil d'achat uniforme globalement pour l'année financière et non uniquement pour la consommation d'hiver.

Cette comparaison a été mise en place de façon à évaluer quels auraient été les coûts de fourniture si Gaz Métro avait eu la possibilité d'effectuer ses achats de gaz naturel sur une base uniforme, comme c'est le cas pour la clientèle qui a choisi le service de fourniture avec ou sans transfert de propriété (achat direct). Cette approche visait à ce que tous les clients paient un service de fourniture selon des bases équivalentes, à savoir une livraison uniforme, peu importe le fournisseur.

Le constat sur les 12 mois d'achats permet d'évaluer s'il y a eu une saisonnalité dans les prix d'achat de gaz naturel. La différence des coûts annuels, représentant la saisonnalité des achats de fourniture, est identifiée comme un coût d'équilibrage à être supporté par l'ensemble des clients utilisant le service d'équilibrage du distributeur et non uniquement la clientèle en service de fourniture avec le distributeur (gaz de réseau), entraînant ainsi un transfert entre les services de fourniture et d'équilibrage.

Gaz Métro ne voit pas d'incohérence à avoir un transfert de coût de l'équilibrage vers la fourniture en ce sens que les clients en gaz de réseau n'ont pas à être avantagés parce que les coûts résultant de leur profil réel d'achat de gaz naturel sont inférieurs à ceux qui auraient découlés d'un profil d'achat uniforme. Parallèlement, puisque les clients en achat direct ont acheté leur gaz naturel selon un profil uniforme, ils ont eu à supporter une certaine saisonnalité dans leurs coûts.

Il est à noter que dans l'analyse de la proposition présentée à la Cause tarifaire 2008, Gaz Métro avait démontré que, pour les années 2002 à 2006, deux années résultaient en un écart négatif, pouvant ainsi amener un transfert de coûts de l'équilibrage vers la fourniture (réf. : R-3630-2007, Gaz Métro-11, Document 1, section 3.3). La possibilité d'un transfert de coûts du service d'équilibrage au service de fourniture avait donc été identifiée. La Régie a approuvé cette méthode par la décision D-2007-116.

23.5 Existe-t-il selon Gaz Métro des alternatives ou modalités qui seraient supérieures aux modalités actuellement en vigueur par la décision D-2007-116?

Réponse :

Lors du développement de la proposition pour corriger l'interfinancement relié au profil d'achat de fourniture de gaz naturel, un groupe de travail avait été créé pour analyser les différentes possibilités. Ces possibilités ont été analysées et présentées à la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2008 (réf. : R-3630-2007, Gaz Métro-11, Document 1).

Outre le statu quo, soit aucun transfert de coûts entre les services qui pouvait se justifier par l'alternative de crédit ou débit sur une longue période, une autre approche avait été analysée consistant à faire varier le profil de livraison des clients en achat direct en fonction d'un profil global de livraison projeté *a priori* à la cause tarifaire ou mensuellement en cours d'année. Sous cette approche, théoriquement, tous les clients (gaz de réseau et achat direct) auraient eu le même profil de livraison et donc le même impact saisonnier. Les conclusions de l'analyse avaient amené le rejet de cette approche considérant :

- > la complexité à mettre en application une telle approche et à l'administrer afin de s'assurer que toutes les règles soient bien définies et respectent l'équité;
- > l'impossibilité de corriger *a posteriori* l'interfinancement réellement observé;
- > la mise en place de règles qui ne correspondent pas aux règles régulières du marché gazier relatives aux contrats en achat direct entre clients et fournisseurs.

Gaz Métro croit que la méthode actuelle, qui permet un constat *a posteriori* de la saisonnalité des coûts, demeure une approche équitable, simple d'application et transparente pour les clients et les fournisseurs.

24. Référence : Pièce B-0037, page 1.

Préambule:

Ligne 16

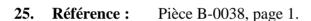
Demande:

- 24.1 Veuillez présenter pour chacune des transactions permettant d'assurer le service ferme de 8 841 10³m³ les informations suivantes:
 - . nature de la transaction
 - . nom de la contrepartie
 - . date de signature de l'entente
 - . durée de l'entente et date de début de livraisons

. volume (m^{3/}jour)

Réponse :

Une seule transaction constitue les données de la ligne 16. Il s'agit d'un échange où Gaz Métro livre le gaz naturel à la contrepartie à Empress et le reçoit à GMI NDA du 1^{er} novembre au 31 mars et à Dawn du 1^{er} avril au 31 octobre. Le tableau ci-dessous présente l'information demandée.



Préambule:

Lignes 17 - Cessions d'optimisations

Demande:

- 25.1 Veuillez distinguer les volumes des cessions permanentes et temporaires et fournir les informations suivantes sur les ententes de cessions d'optimisation permanentes et ce sous format Excel:
 - . nature de la transaction et les points d'échange ou de livraison
 - . nom de la contrepartie
 - . date de signature de l'entente
 - . durée de l'entente et date de début de livraisons
 - . volume (m^{3/}jour)
 - . les revenus et autres avantages

Réponse:

Les sections A3 et A4 de l'annexe 6, déposée sous pli confidentiel, présente l'information demandée.

26. Référence : Pièce B-0039, page 1.

Préambule:

«...cinq transactions ont été faites pour des besoins opérationnels et 371 transactions à des fins financières...».

Demande:

- Veuillez présenter, pour chacune de ces transactions, les informations suivantes, sauf s'il s'agit de cessions permanentes présentées en réponse à la question 25.1, et ce sous format Excel :
 - . nature de la transaction (vente de fourniture à GMI EDA, vente de fourniture à Dawn, 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 (m³/jour)
 - . les revenus et autres avantages

Réponse :

L'annexe 6, déposée sous pli confidentiel, présente l'information demandée.

- **27. Références :** (i) Pièce B-0039, page 4, ligne 18;
 - (ii) Pièce B-0039, page 4, lignes 12 à 15 et lignes 18-19;
 - (iii) Dossier R-3752-2011, Pièce B-0032, page 1.
 - (iv) Pièce B-0038, page 1.

Préambule:

- (i) « 4) Ventes de fourniture à EDA ... »
- (ii) « 1) Vente de fourniture à Dawn les 1^{er} et 2 octobre 2011: requise afin d'éviter des dépassements sur la quantité totale en inventaire au site d'entreposage de Union Gas;
- 3) Vente de transport FTLH à un client en service de gaz d'appoint concurrence pour le mois de septembre et à une tierce partie du 20 au 30 septembre 2012; et

- 4) Ventes de fourniture à EDA durant huit jours en septembre : requises afin d'éviter des dépassements sur la quantité totale en inventaire au site d'entreposage de Union Gas »
- (iii) Tableau Contrats d'approvisionnement en gaz naturel, Dawn, lignes 6 à 48

Demandes:

27.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez préciser le point de livraison à l'intérieur de la zone EDA.

Réponse :

Il n'y a qu'un seul point de livraison, soit GMIT EDA.

27.2 Veuillez expliquer comment a été établie la valeur du transport à ce point de livraison.

Réponse:

Le prix de vente de chaque transaction visée par la référence (i) a été scindé entre les services comme suit :

- > Fourniture : le prix spot quotidien à Empress publié par TD Energy Trading;
- > Compression : le taux de compression de TCPL entre Empress/Dawn à la date de

la transaction, appliqué au prix de fourniture; et

> Transport : la différence entre le prix de vente et la somme du prix de fourniture

et de compression – correspondant à la valeur du transport entre

Empress et Dawn.

27.3 En rapport avec le préambule (ii), veuillez fournir, pour chacune des journées où de telles transactions ont eu lieu, un bilan du type présenté à la référence (iv) en identifiant le total de tous les achats spots à Dawn ainsi que le total de tous les achats spots à Empress.

Réponse :

L'annexe 7 présente un bilan de la demande en franchise et des sources d'approvisionnement pour répondre à cette demande et ce, pour chacune des journées où il y a eu des excédents d'approvisionnement (transport FTLH ou fourniture de gaz naturel).

27.4 En rapport avec le préambule (ii), veuillez présenter, pour chacun des mois d'avril à septembre inclusivement, les volumes de gaz naturel achetés à Dawn ainsi que les volumes achetés à Empress en distinguant les achats en bloc des achats spots.

Réponse :

	Achats de fourniture (10³m³)									
Mois	Emp	ress	Dav	vn						
	En bloc	Spot	En bloc	Spot						
avr-12	0	9 023	106 888	0						
mai-12	0	11 135	77 725	26 656						
juin-12	0	11 590	75 218	0						
juil-12	0	5 413	77 725	0						
août-12	0	4 957	32 726	0						
sept-12	0	5 111	31 671	4 223						

27.5 En rapport avec le préambule (ii), veuillez ventiler, pour chacun des mois d'avril à septembre inclusivement, les achats en bloc faits à Dawn ainsi que les achats en bloc faits à Empress selon le nombre de jours de livraison prévu aux ententes.

Réponse :

	Achats de fourniture en bloc à Dawn (10³m³)								
Mois	# jours de livraison prévus aux ententes								
	122	152	183						
avr-12	43 547	31 671	31 671						
mai-12	44 999	0	32 726						
juin-12	43 547	0	31 671						
juil-12	44 999	0	32 726						
août-12	0	0	32 726						
sept-12	0	0	31 671						

Il n'y a aucun achat en bloc à Empress pour la période d'avril à septembre 2012.

- 27.6 En rapport avec le préambule (ii) et le préambule (iii), veuillez identifier chacune des transactions portant sur des achats en bloc à Dawn ainsi que sur des achats en bloc à Empress, pour des livraisons entre le 1^{er} octobre 2011 et le 30 septembre 2012, autres que celles figurant au préambule (iii). Pour chaque transaction, veuillez indiquer
 - . le nom de la contrepartie
 - . la date de signature de l'entente
 - . le point de livraison
 - . la durée de l'entente et date de début de livraisons
 - volume quotidien (m^{3/}jour)
 - . le prix : indice à l'entente (Empress mensuel par exemple) et basis

Réponse :

Exception faite des achats contractés d'avance figurant au préambule (iii), il y a eu deux autres transactions pour des achats effectués en bloc à Empress.

L'information demandée est présentée à l'annexe 3, section A-2, déposée sous pli confidentiel.

27.7 Veuillez expliquer comment Gaz Métro détermine la part des achats qu'elle fait en bloc et la part qu'elle fait sur le marché spot pour octobre et les mois d'août et septembre.

Réponse:

Le plan d'approvisionnement établi à la Cause tarifaire définit les achats de gaz naturel que Gaz Métro prévoit faire au cours de l'année à Empress et à Dawn Pour l'année 2012, les achats totaux de gaz naturel s'élevaient à 2 090 10⁶m³. L'information mensuelle est d'ailleurs fournie au document d'évaluation des coûts d'équilibrage inclus au prix de fourniture (réf. : R-3752-2012, Gaz Métro-8, Document 13).

Gaz Métro vise normalement à contracter entre 55 % et 65 % des achats prévus avant le début de l'année financière, permettant ainsi de mitiger l'impact du contexte réel du marché gazier sur les prix de molécule et de réduire les quantités spot à acheter sur une base quotidienne.

Peu d'achats de gaz naturel sont prévus à Empress et une certaine marge de manœuvre est requise pour faire face à la variation mensuelle des besoins de livraison des clients en achat direct. Aucun achat n'est concrétisé d'avance à ce point, les achats seront faits sur une base spot.

Gaz Métro concrétisera donc une partie des achats prévus à Dawn, en fonction du plan de base. Le tableau suivant détaille les achats prévus à Dawn au plan d'approvisionnement de la Cause tarifaire 2012 :

				Α	CHATS DE	FOURNIT	TURE À DA	WN - ANN	IÉE FINAN	ICIÈRE 201	12			
		oct-11 *	nov-11	déc-11	janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	Total
		31	30	31	31	29	31	30	31	30	31	31	30	
		10³m³/jour	10 ³ m³/jour	10 ³ m³/jour	10³m³/jour	10³m³/jour	10³m³/jour	10³m³/jour	10³m³/jour	10³m³/jour	10 ³ m ³ /jour	10 ³ m ³ /jour	10³m³/jour	10³m³
	Achats contrac	tés les anr	nées précé	dentes										
1	Bolc jan-fév				132	132								7 918
2	Bloc jan-mars				132	132	132							12 008
3	Bloc déc-mar			1 531	1 531	1 531	1 531							186 751
	Achat 1/2 mois	requis												
4	Octobre	1 584												25 337
	Achats mensue	ls requis												
5	Novembre		2 903											87 094
6	Bloc jan-fév				858	858								51 465
7	Bloc déc-mar			4 407	4 407	4 407	4 407							537 714
8	Bloc déc-avr			1 056	1 056	1 056	1 056	1 056						160 465
9	Bloc avr-juil							1 452	1 452	1 452	1 452			177 092
10	Bloc avr-sept							2 560	2 560	2 560	2 560	2 560	2 560	468 488
11	Achat spot (moy. du mois)	0	574	0	0	0	0	457	0	0	0	0	0	30 939
12	Total	1 584	3 477	6 994	8 116	8 116	7 126	5 524	4 012	4 012	4 012	2 560	2 560	1 745 269
12	iolai	1 364	3 411	0 994	0 110	0 110	7 120	3 324	4012	4012	4 012	2 300	2 300	1 743 209
	* Du 1er au 16 s	eulement												

Les mois d'octobre et novembre sont des mois d'épaulement où la température peut influencer de façon importante la consommation de la clientèle. De plus, pour ces mois, Gaz Métro est interruptible en injection au site d'entreposage d'Union. Elle ne concrétisera donc pas d'achat pour ces mois afin d'adapter les quantités aux besoins spécifiques.

En 2012, près du tiers des achats de gaz naturel à Dawn se retrouvent en été (avril à septembre). Ceci découle du fait d'avoir décontracté les capacités de transport entre Empress et GMI EDA.

En plus des achats concrétisés dans les années précédentes, Gaz Métro a décidé de concrétiser en grande partie les achats d'hiver ainsi qu'une partie des achats d'été. Pour cette période d'été, Gaz Métro a décidé de concrétiser le bloc « avril à juillet » et une partie du bloc « avril à septembre ». Les autres achats de gaz naturel sont donc prévus être effectués au besoin et probablement sur une base spot, même s'ils ont été évalués en bloc.

Il est à noter que, pour l'année 2013, Gaz Métro a légèrement modifié son approche en ne concrétisant pas de bloc d'achat pour les mois d'avril à septembre afin de garder toute la flexibilité pour moduler les achats en fonction des résultats de l'hiver et de la projection de la demande. Après l'hiver, elle jugera à chaque mois si des achats en bloc peuvent être réalisés. De plus, selon les quantités requises, les achats des mois d'août et septembre 2013 seront probablement réalisés sur une base spot afin de moduler les achats en fonction des besoins d'injection au site d'entreposage d'Union Gas. En effet, la capacité d'injection chez Union Gas est réduite pour cette période et les niveaux d'inventaire sont presque à 100 %, ce qui entraîne une gestion plus précise des injections à planifier sur cette période et par le fait même une gestion plus précise des achats de gaz naturel.

27.8 Veuillez expliquer comment Gaz Métro détermine la part des divers types d'achats en bloc (selon le nombre de jours de livraison) pour les mois d'octobre et les mois d'août et septembre.

Réponse:

Il est important de rappeler que le plan d'approvisionnement présenté dans le cadre de la Cause tarifaire est un exercice macro et, même si l'évaluation des achats de gaz naturel à Dawn, est analysée globalement, cela ne reflète pas nécessairement les blocs d'achat que Gaz Métro réalisera au réel.

Dans le cadre de la Cause tarifaire, le mois d'octobre est traité isolément quant à l'évaluation des achats requis au plan d'approvisionnement. Comme mentionné à la réponse à la question 27.7, aucun achat en bloc n'est prévu pour ce mois.

Au plan d'approvisionnement 2012, les achats de gaz naturel requis sur la période d'avril à septembre, afin de répondre à la demande de la clientèle et aux besoins d'injection dans les différents sites d'entreposage, ont été scindés en deux blocs : « avril à juillet » et « avril à septembre ». Comme mentionné à la réponse à la question 27.7, certains achats ont été réalisés en fonction de ces blocs, mais les quantités restantes ne seront pas nécessairement concrétisées en fonction de ces blocs.

DIVERS

28. Référence : Dossier R-3831-2012.

Demande:

28.1 Veuillez déposer la liste des participants lors de la présentation du rapport annuel le 29 janvier 2013.

Réponse:

Les participants à la présentation du 29 janvier 2013 sont :

Régie de l'énergie : Odette Alarie

Hélène Barriault Gaston Bilodeau Monique Rouleau

FCEI: Antoine Gosselin

Olivier Charest

Gaz Métro : Manon Gauthier

Jean-François Tremblay

GRAME: Jonathan Théorêt
OC: Brigid Rowan

RNCREQ: Richard Massicotte
ROEÉ: Bertrand Schepper
S.É.-AQLPA: Jacques Fontaine

TCE: Eric Nadeau

UC: Jean-François Blain

UMQ : Pierre Prévost

RÉEL*A PRIORI* 2012

			MARCHÉ RÉSIDENTIEL MARCHÉ				MARCHÉ AFFAIRES							
							Petit affaires			Grand affaires			Affaires total	
Nombres et	volumes	Palier	nombre	m³	vol. moyen	nombre	m³	vol. moyen	nombre	m³	vol. moyen	nombre	m³	vol. moyen
Nouveaux cl	ients		5 036	12 569 824	2 496	2 100	30 051 903	14 310	140	33 524 914	239 464	2 240	63 576 817	28 383
Tarif	1	0-1 095	2 714	1 530 596	564	16	7 769	486	0	0	0	16	7 769	486
	1	1 095-3 650	2 024	4 020 179	1 986	390	921 860	2 364	1	1 462	1 462	391	923 322	2 361
	1	3 650 -10 950	197	1 014 413	5 149	793	5 345 643	6 741	4	35 025	<i>8 756</i>	797	5 380 668	6 751
	1	10 950 -36 500	43	874 565	20 339	716	13 815 552	19 295	5	130 000	26 000	721	13 945 552	19 342
	1	36 500-109 500	43	2 881 777	67 018	185	9 961 079	53 844	50	3 806 610	76 132	235	13 767 689	58 586
	1	109 500-365 000	15	2 248 294	149 886	0	0	0 0	55 10	10 003 323	181 879	55 10	10 003 323	181 879
	1	365 000-1 095 000 1 095 000-3 650 000	0	0	0	0	0	0	18 4	11 897 191 6 582 432	660 955 1 645 608	18 4	11 897 191 6 582 432	660 955 1 645 608
	3	1 093 000-3 030 000	0	0	0	0	0	0	3	1 068 871	356 290	3	1 068 871	356 290
Nouvelles c	onstructions	;	4 128	10 515 429	2 547	973	12 932 110	13 291	92	22 023 413	239 385	1 065	34 955 523	32 822
Tarif	1	0-1 095	2 471	1 447 094	586	12	6 597	550	0	0	0	12	6 597	550
,	1	1 095-3 650	1 504	2 761 607	1 836	238	537 151	2 257	1	1 462	1 462	239	538 613	2 254
	1	3 650 -10 950	53	313 545	5 916	334	2 162 514	6 475	4	35 025	<i>8 756</i>	338	2 197 539	6 502
	1	10 950 -36 500	42	863 112	20 550	308	6 087 165	19 764	5	130 000	26 000	313	6 217 165	19 863
	1	36 500-109 500	43	2 881 777	67 018	81	4 138 683	51 095	35	2 540 940	72 598	116	6 679 623	<i>57 583</i>
	1	109 500-365 000	15	2 248 294	149 886	0	0	0	31	5 440 564	175 502	31	5 440 564	175 502
	1	365 000-1 095 000	О	0	0	0	0	0	10	7 324 119	732 412	10	7 324 119	732 412
	1	1 095 000-3 650 000	0	0	0	0	0	0	3	5 482 432	1 827 477	3	5 482 432	1 827 477
	3	-	0	0	0	0	0	0	3	1 068 871	356 290	3	1 068 871	356 290
Conversions	5		908	2 054 395	2 263	805	10 885 469	13 522	26	5 644 380	217 092	831	16 529 849	19 892
Tarif	1	0-1 095	243	83 502	344	2	20	10	0	0	0	2	20	10
	1	1 095-3 650	520	1 258 572	2 420	100	257 449	2 574	0	0	0	100	257 449	2 574
	1	3 650 -10 950	144	700 868	4 867	363	2 534 249	6 981	0	0	0	363	2 534 249	6 981
	1	10 950 -36 500	1	11 453	11 453	285	5 242 917	18 396	0	0	0	285	5 242 917	18 396
	1	36 500-109 500	0	0	0	55	2 850 834	51 833	8	694 470	86 809	63	3 545 304	56 275
	1	109 500-365 000	0	0	0	0	0	0	13	2 253 771	173 367	13	2 253 771	173 367 539 228
	1	365 000-1 095 000 1 095 000-3 650 000	0	0	0	0	0	0 0	5	2 696 139 0	539 228 0	5 0	2 696 139	539 228
	2	1 093 000-3 030 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres	3			Ü	U	322	6 234 324	19 361	22	5 857 121	266 233	344	12 091 445	35 15 0
Tarif	1	0-1 095	0	0	0	2	1 152	576	0	0	0	2	1 152	<i>576</i>
,	1	1 095-3 650	0	0	0	- 52	127 260	2 447	0	0	0	- 52	127 260	2 447
	1	3 650 -10 950	0	0	0	96	648 880	6 759	0	0	0	96	648 880	6 759
	1	10 950 -36 500	0	0	0	123	2 485 470	20 207	0	0	0	123	2 485 470	20 207
	1	36 500-109 500	0	0	0	49	2 971 562	60 644	7	571 200	81 600	56	3 542 762	63 264
	1	109 500-365 000	0	0	0	0	0	0	11	2 308 988	209 908	11	2 308 988	209 908
	1	365 000-1 095 000	0	0	0	0	0	0	3	1 876 933	625 644	3	1 876 933	625 644
	1	1 095 000-3 650 000	0	0	0	0	0	0	1	1 100 000	1 100 000	1	1 100 000	1 100 000
	3	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajouts de ch	arge		233	201 908	867	438	5 044 592	11 517	197	21 126 067	107 239	635	26 170 659	41 214
Tarif	1	0-1 095	180	59 640	331	11	5 396	491	0	0	0	11	5 396	491
	1	1 095-3 650	46	111 885	2 432	93	243 970	2 623	7	14 948	2 135	100	258 918	2 589
	1	3 650 -10 950	7	30 383	4 340	165	1 044 968	6 333	29	210 438	7 256	194	1 255 406	6 471
	1	10 950 -36 500	0	0	0	144	2 601 096	18 063	54	1 222 188	22 633	198	3 823 284	19 310
	1	36 500-109 500	0	0	0	25	1 149 162	45 966	56 30	3 818 465	68 187	81	4 967 627	61 329
	1	109 500-365 000 365 000-1 095 000	0	0	0	0	0	0	30 g	5 529 728 4 530 689	184 324 566 336	30 8	5 529 728 4 530 689	184 324 566 336
	1	1 095 000-1 095 000	0	0	0	0	0	0	o n	4 530 689 0	200 330 A	8 0	4 530 689 0	566 336 0
	3		0	0	0	n	n	n	13	5 799 611	446 124	13	5 799 611	446 124
Total			5 269	12 771 732	2 424	2 538	35 096 495	13 828	337	54 650 981	162 169	2 875	89 747 476	31 217
Tarif	1	0-1 095	2 894	1 590 236	549	27	13 165	488	0	0	0	27	13 165	488
, ,	1	1 095-3 650	2 070	4 132 064	1 996	483	1 165 830	2 414	8	16 410	2 051	491	1 182 240	2 408
	1	3 650 -10 950	204	1 044 796	5 122	958	6 390 611	6 671	33	245 463	7 438	991	6 636 074	6 696
	1	10 950 -36 500	43	874 565	20 339	860	16 416 648	19 089	59	1 352 188	22 918	919	17 768 836	19 335
	1	36 500-109 500	43	2 881 777	67 018	210	11 110 241	52 906	106	7 625 075	71 935	316	18 735 316	59 289
	1	109 500-365 000	15	2 248 294	149 886	0	0	0	85	15 533 051	182 742	85	15 533 051	182 742
	1	365 000-1 095 000	0	0	0	0	0	0	26	16 427 880	631 842	26	16 427 880	631 842
	1	1 095 000-3 650 000	0	0	0	0	0	0	4	6 582 432	1 645 608	4	6 582 432	1 645 608
	3	_	0	0	0	0	0	0	16	6 868 482	429 280	16	6 868 482	429 280

			M	ARCHÉ RÉSIDEN	TIEL					MARCHÉ AFFAIRE	S			
						Petit affaires Grand affaires							Affaires total	,
PRC			\$/ventes	¢/m³	Total (\$)	\$/ventes	¢/m³	Total (\$)	\$/ventes	¢/m³	Total (\$)	\$/ventes	¢/m³	Total (\$)
Nouveaux	clients		1 621	64,94	8 162 760	2 744	19,17	5 762 350	12 271	5,12	1 717 875	3 339	11,77	7 480 225
Tarif	1	0-1 095	762	135,20	2 069 300	63	12,87	1 000	0	0,00	0	63	12,87	1 000
	1	1 095-3 650	1 618	81,45	3 274 380	913	38,62	356 000	0	0,00	0	910	38,56	356 000
	1	3 650 -10 950	2 500	48,56	492 550	2 069	30,69	1 640 375	700	7,99	2 800	2 062	30,54	1 643 175
	1	10 950 -36 500	6 099	29,99	262 250	3 729	19,33	2 669 900	1 000	3,85	5 000	3 710	19,18	2 674 900
	1	36 500-109 500	29 216	43,59	1 256 280	5 919	10,99	1 095 075	6 672	8,76	333 600	6 079	10,38	1 428 675
	1	109 500-365 000	53 867	35,94	808 000	0	0,00	0	17 272	9,50	949 975	17 272	9,50	949 975
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	0	0,00	0	7 556	1,14	136 000	7 556	1,14	136 000
	1	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	62 500	3,80	250 000	62 500	3,80	250 000
	3	-	0	0,00	0	0	0,00	0	13 500	3,79	40 500	13 500	3,79	40 500
Nouvelles	s construct	ions	1 697	66,63	7 006 940	2 326	17,50	2 263 150	10 985	4,59	1 010 575	3 074	9,37	3 273 725
Tarif	1	0-1 095	833	142,30	2 059 250	83	15,16	1 000	0	0,00	0	83	15,16	1 000
	1	1 095-3 650	1 666	90,76	2 506 410	891	39,47	212 000	0	0,00	0	887	39,36	212 000
	1	3 650 -10 950	2 165	36,60	114 750	1 703	26,30	568 775	700	7,99	2 800	1 691	26,01	<i>571 575</i>
	1	10 950 -36 500	6 244	30,38	262 250	3 437	17,39	1 058 675	1 000	3,85	5 000	3 398	17,11	1 063 675
	1	36 500-109 500	29 216	43,59	1 256 280	5 219	10,21	422 700	6 741	9,29	235 950	5 678	9,86	658 650
	1	109 500-365 000	53 867	35,94	808 000	0	0,00	0	14 946	8,52	463 325	14 946	8,52	463 325
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	0	0,00	0	1 300	0,18	13 000	1 300	0,18	13 000
	1	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	83 333	4,56	250 000	83 333	4,56	250 000
	3	-	0	0,00	0	0	0,00	0	13 500	3,79	40 500	13 500	3,79	40 500
Conversio	ons		1 273	56,26	1 155 820	3 631	26,85	2 923 175	21 842	10,06	567 900	4 201	21,12	3 491 075
Tarif	1	0-1 095	41	12,04	10 050	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	1	1 095-3 650	1 477	61,02	767 970	1 074	41,72	107 400	0	0,00	0	1 074	41,72	107 400
	1	3 650 -10 950	2 624	53,90	377 800	2 696	38,62	978 725	0	0,00	0	2 696	38,62	978 725
	1	10 950 -36 500	0	0,00	0	4 714	25,63	1 343 600	0	0,00	0	4 714	25,63	1 343 600
	1	36 500-109 500	0	0,00	0	8 972	17,31	493 450	7 241	8,34	57 925	<i>8 752</i>	15,55	551 375
	1	109 500-365 000	0	0,00	0	0	0,00	0	29 767	17,17	386 975	29 767	17,17	386 975
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	0	0,00	0	24 600	4,56	123 000	24 600	4,56	123 000
	1	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	3	-	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
Autres						1 789	9,24	576 025	6 336	2,38	139 400	2 080	5,92	715 425
Tarif	1	0-1 095	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	1	1 095-3 650	0	0,00	0	704	28,76	36 600	0	0,00	0	704	28,76	36 600
	1	3 650 -10 950	0	0,00	0	967	14,31	92 875	0	0,00	0	967	14,31	92 875
	1	10 950 -36 500	0	0,00	0	2 176	10,77	267 625	0	0,00	0	2 176	10,77	267 625
	1	36 500-109 500	0	0,00	0	3 652	6,02	178 925	5 675	6,95	39 725	3 904	6,17	218 650
	1	109 500-365 000	0	0,00	0	0	0,00	0	9 061	4,32	99 675	9 061	4,32	99 675
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	1	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	. 3	-	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
Ajouts de	charge	0.4.005	599	69,08	139 480	1 172	10,18	513 400	6 570	6,13	1 294 300	2 847	6,91	1 807 700
Tarif	1	0-1 095	146	43,96	26 220	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
	1	1 095-3 650	2 053	84,41	94 440	290	11,07	27 000	71	3,34	500	275	10,62	27 500
	1	3 650 -10 950	2 689	61,94	18 820	804	12,69	132 625	829	11,43	24 050	808	12,48	156 675
	1	10 950 -36 500	0	0,00	0	1 692	9,37	243 675	2 467	10,90	133 200	1 903	9,86	376 875
	1	36 500-109 500	0	0,00	0	4 404	9,58	110 100	5 014	7,35	280 800	4 826	7,87	390 900 461 7 50
	1	109 500-365 000	0	0,00	0	0	0,00	0	15 392	8,35	461 750	15 392	8,35	461 750
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	U	0,00	Ü	30 625	5,41	245 000	30 625	5,41	245 000
	2	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	11.462	0,00	0 140,000	0	0,00	0 140,000
Total	3	-	0 1 576	0,00	8 302 240	2 473	0,00	6 275 750	11 462	2,57	149 000 2 012 175	11 462	2,57	149 000 9 287 925
Total Torif	1	0 1 005	1	65,00			17,88		8 938	5,51	3 012 175	3 231	10,35	
Tarif	1	0-1 095 1 005 2 650	724 1.627	131,77	2 095 520	37 702	7,60	1 000	0	0,00	0	37 701	7,60	1 000
	1	1 095-3 650	1 627	81,53	3 368 820	793 1 051	32,85	383 000 1 772 000	63	3,05	500 36.850	781 1 816	32,44	383 500 1 700 850
	1	3 650 -10 950	2 507	48,94 30.00	511 370	1 851	27,74	1 773 000	814	10,94	26 850 138 300	1 816	27,12	1 799 850
	1	10 950 -36 500	6 099	29,99 43.50	262 250 1 256 280	3 388 5 720	17,75	2 913 575 1 205 175	2 342	10,22	138 200	3 321	17,17	3 051 775 1 810 575
	1	36 500-109 500	29 216	43,59 35.04	1 256 280	5 739 0	10,85	1 205 175	5 796 16 600	8,06	614 400	5 758 16 600	9,71	1 819 575 1 411 735
	1	109 500-365 000	53 867	35,94	808 000	0	0,00	0	16 609	9,09	1 411 725	16 609	9,09	1 411 725
	1	365 000-1 095 000	0	0,00	0	0	0,00	0	14 654	2,32	381 000	14 654	2,32	381 000
	1	1 095 000-3 650 000	0	0,00	0	0	0,00	0	62 500	3,80	250 000	62 500	3,80	250 000
	3	-	0	0,00	0	U	0,00	0	11 844	2,76	189 500	11 844	2,76	189 500

Société en commandite Gaz Métro Rapport annuel au 30 septembre 2012, R-3831-2012

	Résider	Résidentiel				Petit affa	ires		TOTAL		
			_,	PRC déboursés			PRC déboursés	PRC		PRC déboursés	
		PRC engagés	%	2012	PRC	%	2012	engagés	%	2012	PRC
		M\$		M\$	M\$		M\$	M\$		M\$	M\$
2009		5,03	4%	0,18	4,07	3%	0,14	0,90	8%	0,07	
Tarif	1 0-1 095	0,75	4%	0,03	0,00	3%	0,00	0,00	8%	0,00	
	1 1 095-3 650	3,61	4%	0,13	0,26	3%	0,01	0,00	8%	0,00	
	1 3 650 -10 950	0,35	4%	0,01	1,02	3%	0,04	0,01	8%	0,00	
	1 10 950-36 500	0,11	4%	0,00	1,94	3%	0,07	0,10	8%	0,01	
	1 36 500-109 500	0,18	4%	0,01	0,86	3%	0,03	0,31	8%	0,02	
	1 109 500-365 000	0,04	4%	0,00	0,00	3%	0,00	0,35	8%	0,03	
	1 365 000-1 095 00	0,00	4%	0,00	0,00	3%	0,00	0,09	8%	0,01	
	1 1 095 000-3 650 (0,00	4%	0,00	0,00	3%	0,00	0,03	8%	0,00	
	3 -	0,00	4%	0,00	0,00	3%	0,00	0,00	8%	0,00	
2010		7,04	11%	0,79	4,49	11%	0,49	2,00	23%	0,45	
Tarif	1 0-1 095	1,23	11%	0,14	0,06	11%	0,01	0,00	23%	0,00	
	1 1 095-3 650	4,71	11%	0,53	0,31	11%	0,03	0,00	23%	0,00	
	1 3 650 -10 950	0,38	11%	0,04	1,23	11%	0,13	0,01	23%	0,00	
	1 10 950-36 500	0,31	11%	0,03	1,82	11%	0,20	0,09	23%	0,02	
	1 36 500-109 500	0,30	11%	0,03	1,07	11%	0,12	0,68	23%	0,15	
	1 109 500-365 000	0,11	11%	0,01	0,00	11%	0,00	0,77	23%	0,17	
	1 365 000-1 095 00	0,00	11%	0,00	0,00	11%	0,00	0,42	23%	0,09	
	1 1095 000-3 650	0,00	11%	0,00	0,00	11%	0,00	0,03	23%	0,01	
	3 -	0,00	11%	0,00	0,00	11%	0,00	0,00	23%	0,00	
2011	3	7,35	50%	3,69	6,17	53%	3,30	2,30	50%	1,16	
Tarif	1 0-1 095	1,55	50%	0,78	0,00	53%	0,00	0,00	50%	0,00	
	1 1 095-3 650	3,93	50%	1,98	0,39	53%	0,21	0,00	50%	0,00	
	1 3 650 -10 950	0,43	50%	0,22	1,39	53%	0,74	0,02	50%	0,01	
	1 10 950-36 500	0,40	50%	0,20	2,61	53%	1,39	0,13	50%	0,07	
	1 36 500-109 500	0,67	50%	0,33	1,78	53%	0,95	0,64	50%	0,32	
	1 109 500-365 000	0,37	50%	0,18	0,00	53%	0,00	0,84	50%	0,42	
	1 365 000-1 095 00	0,00	50%	0,00	0,00	53%	0,00	0,24	50%	0,12	
	1 1095 000-3 650	0,00	50%	0,00	0,00	53%	0,00	0,31	50%	0,16	
	3 -	0,00	50%	0,00	0,00	53%	0,00	0,11	50%	0,06	
2012	•	8,30	35%	2,91	6,28	32%	2,02	3,01	20%	0,59	
Tarif	1 0-1 095	2,10	35%	0,73	0,00	32%	0,00	0,00	20%	0,00	
	1 1 095-3 650	3,37	35%	1,18	0,38	32%	0,12	0,00	20%	0,00	
	1 3 650 -10 950	0,51	35%	0,18	1,77	32%	0,57	0,03	20%	0,01	
	1 10 950-36 500	0,26	35%	0,09	2,91	32%	0,94	0,14	20%	0,03	
	1 36 500-109 500	1,26	35%	0,44	1,21	32%	0,39	0,61	20%	0,12	
	1 109 500-365 000	0,81	35%	0,28	0,00	32%	0,00	1,41	20%	0,28	
	1 365 000-1 095 00	0,00	35%	0,00	0,00	32%	0,00	0,38	20%	0,07	
	1 1095 000-3 650	0,00	35% 35%	0,00	0,00	32%	0,00	0,38	20%	0,05	
		-									
	3 -	0,00	35%	0,00	0,00	32%	0,00	0,19	20%	0,04	

Annexe 3

Cette annexe est déposée sous pli confidentiel.

COÛTS D'ÉQUILIBRAGE INCLUS AU PRIX DE FOURNITURE CONSIDÉRANT LE COÛT UNITAIRE MOYEN <u>AVANT</u> EFFET DES DÉRIVÉS FINANCIERS

		oct-11	nov-11	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12	mai-12 31	juin-12	juil-12 31	août-12 31	sept-12	HIVER (nov à mars)	ETE	TOTAL
ACHATS TOTAUX DE FOURNITURE DE GAZ MÉTRO																
1	Selon profil d'achat réel (GJ) *	2 295 799	2 158 650	9 365 839	10 328 440	10 033 787	9 170 564	4 432 277	4 357 918	3 317 520	3 177 984	1 444 517	1 406 802	41 057 280	20 432 817	61 490 097
2	Selon profil d'achat réel (10³m³)	60 591	56 971	247 185	272 590	264 814	242 031	116 977	115 015	87 557	83 874	38 124	37 129	1 083 591	539 267	1 622 858
3	Selon profil d'achat uniforme (10³m³)	137 455	133 021	137 455	137 455	128 587	137 455	133 021	137 455	133 021	137 455	137 455	133 021	673 974	948 884	1 622 858
4	Volume déplacé													409 618	-409 618	
COÛ	TS DES ACHATS DE FOURNITU	RE														
														mo	yenne pondér	·ée
5	Coût unitaire moyen <u>avant</u> effet des dérivatifs financiers (\$/GJ) *	3,3113	2,7699	2,8303	2,3394	2,0004	1,6784	1,5103	1,9367	1,7973	2,1684	2,0686	2,1424	2,24	2,04	2,17
6	Coût unitaire moyen <u>avant</u> effet des dérivatifs financiers (¢/m³)	12,547	10,495	10,724	8,864	7,580	6,359	5,723	7,338	6,810	8,216	7,838	8,118	8,501	7,713	8,239
	COÛTS DES ACHATS (000 \$)															
7	Selon profil d'achat mensuel	7 602	5 979	26 508	24 162	20 072	15 392	6 694	8 440	5 963	6 891	2 988	3 014	92 113	41 592	133 705
8	Selon profil d'achat uniforme	17 246	13 961	14 741	12 184	9 746	8 741	7 612	10 087	9 059	11 293	10 774	10 798	59 373	76 869	136 242
9	9 PORTION ÉQUILIBRAGE INCLUSE AU SERVICE DE FOURNITURE (000 \$)										-2 537					

^{10 *} Référence : Rapport mensuel du "Prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression"

Page 4 - "Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression pour les 12 mois débutant le..." et ce, pour chacun des mois analysés

RAPPORT ANNUEL 2012 - COÛTS RÉELS D'ÉQUILIBRAGE INCLUS AU PRIX DE FOURNITURE

		oct-11	nov-11 30	déc-11 31	janv-12 31	févr-12 29	mars-12 31	avr-12 30	mai-12 31	juin-12 30	juil-12 31	août-12 31	sept-12 30	HIVER (nov à mars)	ETE	TOTAL
ACH	ATS TOTAUX DE FOURNITURE	DE GAZ N	1ÉTRO													
		3,73%	3,51%	15,23%	16,80%	16,32%	14,91%	7,21%	7,09%	5,40%	5,17%	2,35%	2,29%			
1	Selon profil d'achat réel (GJ) *	2 295 799	2 158 650	9 365 839	10 328 440	10 033 787	9 170 564	4 432 277	4 357 918	3 317 520	3 177 984	1 444 517	1 406 802	41 057 280	20 432 817	61 490 097
2 2a	Selon profil d'achat réel (10³m³) Répartition des achats réels	60 591 3,7%	56 971 3,5%	247 185 _{15,2%}	272 590 16,8%	264 814 16,3%	242 031 14,9%	116 977 7,2%	115 015 7,1%	87 557 5,4%	83 874 5,2%	38 124 2,3%	37 129 2,3%	1 083 591	539 267	1 622 858
3 3a	Selon profil d'achat uniforme (10³m³) Répartition des achats uniformes	137 455 8,5%	133 021 8,2%	137 455 8,5%	137 455 8,5%	128 587 7,9%	137 455 8,5%	133 021 8,2%	137 455 8,5%	133 021 8,2%	137 455 8,5%	137 455 8,5%	133 021 8,2%	673 974	948 884	1 622 858
4	Volume déplacé													409 618	-409 618	
COÛTS DES ACHATS DE FOURNITURE 94% 163% 107% 96% 94% 99% 147% 71% 69% 81% 99% 107% moyenne pondérée																
5	Coût unitaire moyen après effet des dérivés financiers (\$/GJ) *	3,6529	6,3675	4,1602	3,7460	3,6628	3,8557	5,7444	2,7877	2,7033	3,1704	3,8623	4,1591	3,98	3,74	3,90
6 6a	Coût unitaire moyen après effet des dérivés financiers (¢/m³) Variabilité versus coût moyen	13,841 93,6%	24,126 163,2%	15,763 106,6%	14,194 96,0%	13,878 93,9%	14,609 98,8%	21,766 147,2%	10,563 71,4%	10,243 69,3%	12,013 81,2%	14,634 99,0%	15,759 106,6%	15,090	14,180	14,787
	COÛTS DES ACHATS (000 \$)															
7 7a	Selon profil d'achat mensuel Répartition des coûts selon le profil réel	8 386 3,5%	13 745 5,7%	38 964 _{16,2%}	38 690 _{16,1%}	36 752 15,3%	35 359 14,7%	25 461 10,6%	12 149 5,1%	8 968 3,7%	10 075 4,2%	5 579 2,3%	5 851 2,4%	163 510	76 470	239 980
8 8a	Selon profil d'achat uniforme Répartition des coûts selon le profil uniforme	19 025 7,8%	32 093 13,1%	21 667 8,8%	19 510 8,0%	17 846 7,3%	20 081 8,2%	28 953 11,8%	14 519 5,9%	13 625 5,6%	16 512 6,7%	20 116 8,2%	20 963 8,6%	111 197	133 712	244 909
9	PORTION ÉQUILIBRAGE INCLUSE A	U SERVICE -10 639	DE FOURN -18 348	ITURE (000 17 297	\$) 19 181	18 906	15 278	-3 492	-2 370	-4 657	-6 437	-14 536	-15 112	52 313	-57 242	-4 929

^{*} Référence : Rapport mensuel du "Prix des services de fourniture de gaz naturel et du gaz de compression"
Page 4 - "Frais reportés des services de fourniture de gaz et de gaz de compression pour les 12 mois débutant le..." et ce, pour chacun des mois analysés

Annexe 6

Cette annexe est déposée sous pli confidentiel.

DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT POUR LES JOURNÉES DE VENTE DE FTLH NON UTILISÉ (103m3)

	01-oct-11	02-oct-11	01-sept-12	02-sept-12	03-sept-12	04-sept-12	05-sept-12	06-sept-12	07-sept-12	08-sept-12	09-sept-12	10-sept-12	11-sept-12
Demande en franchise													
Demande franchise Demande biogaz Livraisons en franchise	10 914 66	11 576 63	8 209 71	8 080 71	8 505 56		9 657 96	9 767 95	9 090 87				
Vente FTLH non utilisé Échange Dawn/EDA	0 0	0 0	0	0 0	0 0		0 0			ū		_	-
Injection LSR	305	335	319	290	330	316	309	319	261	294	291	338	293
Injection PDL Injection SFL	64 517	36 517	0 502	0 501	0 497	0 495	0 497	0 496		_		0 498	_
Augmentation du <i>Linepack</i> Écart positif de nominations	13 62	37 0	0	40 0	136 6		194 0						_
Total	11 942	12 565	9 100	8 981	9 530	10 451	10 753	10 858	9 958	9 165	10 019	11 308	11 012
Outils d'approvisionnement en f	ranchise												
FTLH après vente	6 052	6 052	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951	4 951
Vente FTLH, livré à EDA Client en GAC	0	0	211	211	211	211	211	211	211		211	211	
Vente à un tiers Total FTLH	0 6 052	0 6 052	0 5 162	0 5 162	0 5 162				0 5 162			0 5 162	
moins FTLH dirigé vers Parkway	-220	-180	-813	-815	-246	-474	-241	-207	-246	-524	-455	-193	-251
FTLH vers franchise	5 832	5 872	4 350	4 347	4 916	4 689	4 921	4 956	4 916	4 638	4 707	4 969	4 912
FTSH Dawn-EDA	0	0	396	396	396		396					396	
FTSH Parkway-EDA STS	0 1 450	0 2 031	0	0	0		0 199					0 607	
Autres transports vers EDA/NDA													
Cession d'optimisation LH	2 323	2 323	1 610	1 610	1 610								
Transport par échange Transport fourni par les clients	0 1 474	0 1 474	0 1 774	0 1 774	0 1 774		0 1 774					0 1 777	
Livraison en franchise	26	26	0	0	0		0						
Gaz d'appoint	771	771	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765	765
Optimisation - cession SH	0	0	0	0	0	1 056	924	924	0	0	0	1 056	1 056
Réceptions en franchise	•	•				•		•	•	•	•	•	•
(producteur de biogaz) Biogaz	0 66	0 63	0 71	0 71	0 56		0 96					0 84	
	00		3	0	14								
Évaporation LSR Retrait LSR	0	5 0	0	0	0		16 0	16 0		5 0	8	5 0	0
Retrait PDL	0	0	0	Ö	0		0	0	0	1	0	0	0
Retrait SFL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diminution du <i>Linepack</i>	0	0	101	0	0		0	0		81	2		
Écart négatif de nominations Total	0 11 942	12 565	30 9 100	19 8 981	9 530		52 10 753			0 9 165	•	0 11 308	•
		12 303											
Achat de gaz naturel													
Empress contractés d'avance	1 320	1 320	0	0	0					_	_	_	_
Empress - Spot Dawn - contractés d'avance	0	0	268 31 671	268 31 671	268 31 671	268 31 671	268 31 671	268 31 671				268 31 671	
Dawn - Spot	0	Ő	0	0	0							0	
Vente de gaz naturel à Dawn	1 320	1 320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

DEMANDE ET SOURCES D'A DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT POUR LES JOURNÉES DE VENTE DE FTLH NON UTILISÉ (103m3) (suite)

	12-sept-12	13-sept-12	14-sept-12	15-sept-12	16-sept-12	17-sept-12	18-sept-12	19-sept-12	20-sept-12	21-sept-12	22-sept-12	23-sept-12	24-sept-12
Demande en franchise													
Demande franchise Demande biogaz Livraisons en franchise	9 861 95	9 972 90	9 538 94	9 020 70	9 470 67	9 637 102	10 775 95	11 731 96	11 374 85	10 072 67	9 139 72		11 129 93
Vente FTLH non utilisé Échange Dawn/EDA	0		0 0	1 056 0	1 056 0	1 056 0	1 056 0	0	265 0	793 0	793 0	793 0	793 0
Injection LSR	320	310	307	316	316	310	349	327	301	310	319	314	310
Injection PDL	1	0	0	0	0	129	131	131	130	129	0		130
Injection SFL	494		506	514	501	497	499	497	496	497	497	497	497
Augmentation du <i>Linepack</i> Écart positif de nominations	181 10	0 0	239 0	0 11	99 3	0 56	0	304 177	175 260	0 0	0		220 134
Total	10 962	10 878	10 684	10 987	11 511	11 788	12 906	13 263	13 087	11 869	10 819	12 155	13 307
Outils d'approvisionnement en	fı												
FTLH après vente Vente FTLH, livré à EDA	4 951	4 951	4 951	3 896	3 896	3 896	3 896	4 951	4 686	4 158	4 158	4 158	4 158
Client en GAC Vente à un tiers	211 0	211 0	211 0	211 1 056	211 1 056	211 1 056	211 1 056	211 0	211 265	211 793	211 793	211 793	211 793
Total FTLH	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162
moins FTLH dirigé vers Parkway	-199		-110	-278	-232	-258	-245	-221	-242	-218	-271	-182	-109
FTLH vers franchise	4 964	4 680	5 052	4 885	4 931	4 904	4 918	4 941	4 920	4 944	4 891	4 980	5 053
FTSH Dawn-EDA FTSH Parkway-EDA	396 0		396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0	396 0
STS	0		264	317	824	92	224	1 096	1 454	702	1 071	817	994
Autres transports vers EDA/NDA													
Cession d'optimisation LH	1 610		1 610	1 610	1 610		1 610	1 610	1 610		1 610		1 610
Transport par échange Transport fourni par les clients	0 1 814	_	0 1 774	0 1 774	0 1 774	0 1 774	0 1 774	0 1 774	0 1 800	0 1 800	0 1 800	0 1 800	0 1 800
Livraison en franchise	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
Gaz d'appoint	765	765	765	842	842		842	842	842	842	842		842
Optimisation - cession SH	1 320	1 320	660	1 056	1 056	1 979	2 507	2 507	1 979	1 320	0	1 584	2 507
Réceptions en franchise	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(producteur de biogaz) Biogaz	95	90	94	0 70	67	102	95	96	85	67	72	_	93
Évaporation LSR	0	0	11	8	11	14	30	0	0	19	19	0	11
Retrait LSR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retrait PDL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retrait SFL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diminution du <i>Linepack</i> Écart négatif de nominations	0	224 21	0 59	29 0	0 0	74 0	435 74	0	0	109 60	107 10	57 2	0
Total	10 962	10 878	10 684	10 987	11 511	11 788	12 906	13 263	13 087	11 869	10 819	12 155	13 307
A short do come to the d													
Achat de gaz naturel Empress contractés d'avance	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Empress - Spot	268	268	268	268	268	268	268	268	0	0	0	0	0
Dawn - contractés d'avance	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671	31 671
Dawn - Spot	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	U
Vente de gaz naturel à Dawn	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

DEMANDE ET SOURCES D'A DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT POUR LES JOURNÉES DE VENTE DE FTLH NON UTILISÉ (10³m³) (suite)

	25-sept-12	26-sept-12	27-sept-12	28-sept-12	29-sept-12	30-sept-12
Demande en franchise	·	•	•	•	•	·
Demande franchise Demande biogaz Livraisons en franchise	11 096 95	11 507 81	12 209 93	10 722 97	9 811 67	10 355 46
Vente FTLH non utilisé Échange Dawn/EDA	265 0	265 0	265 0	265 0	265 0	265 0
Injection LSR	287	338	315	310	321	297
Injection PDL	130	130	131	129	0	0
Injection SFL	0	462	461	463	470	472
Augmentation du <i>Linepack</i> Écart positif de nominations	0 7	133 0	0	101 3	222 3	40 2
Total	11 879	12 915	13 475	12 091	11 160	11 476
Outils d'approvisionnement en f						
FTLH après vente	4 686	4 686	4 686	4 686	4 686	4 686
Vente FTLH, livré à EDA						
Client en GAC Vente à un tiers	211 265	211 265	211 265	211 265	211 265	211 265
Total FTLH	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162	5 162
moins FTLH dirigé vers Parkway	-224	-192	-166	-245	-227	-250
FTLH vers franchise	4 939	4 970	4 997	4 918	4 935	4 912
FTSH Dawn-EDA	396	396	396	396	396	396
FTSH Parkway-EDA STS	0 385	0 702	0	0 411	0 807	0 1 150
Autres transports vers EDA/NDA Cession d'optimisation LH Transport par échange Transport fourni par les clients Livraison en franchise Gaz d'appoint Optimisation - cession SH	1 610 0 1 800 0 842 1 715	1 610 0 1 774 0 842 2 507	1 610 0 1 827 0 842 3 563	1 610 0 1 827 0 842 1 979	1 610 0 1 827 0 842 660	1 610 0 1 827 0 842 660
Réceptions en franchise						
(producteur de biogaz) Biogaz	0 95	0 81	0 93	0 97	0 67	0 46
Évaporation LSR	0	8	0	11	16	33
Retrait LSR	0	0	0	0	0	0
Retrait PDL Retrait SFL	0	0	0	0	0	0
Diminution du <i>Linepack</i>	97	0	135	0	0	0
Écart négatif de nominations	0	25	12	0	0	0
Total	11 879	12 915	13 475	12 091	11 160	11 476
Achat de gaz naturel Empress contractés d'avance	0	0	0	0	0	0
Empress - Spot Dawn - contractés d'avance Dawn - Spot	20 31 671 0	0 31 671 1 320	0 31 671 1 320	0 31 671 1 584	0 31 671 0	0 31 671 0
Vente de gaz naturel à Dawn	0	0	0	0	0	0

Société en commandite Gaz Métro Rapport annuel au 30 septembre 2012, R-3831-2012



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0

DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Région Québec Type de client COMMERCIAL		Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires		10-000000	
	Coût en capital D-2011-194 7,52% Coût en capital prospectif pondéré 6,37%		Coût d'été/hiver		été	
	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients	Ü	60	120	140	140	140
Volume en 1000 m³		8 761,0	10 590,6	10 906,5	10 906,5	10 906,5
Frais de conduites	25 793 225	0	0	0	0	0
Frais de branchements	875 000	1 083 000	135 000	0	0	0
Frais généraux (5,00%) PRC - 5 ans	1 333 411,25	54 150 0	6 750 0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans		231 330	472 740	157 920	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (8,5 %)		0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations Subventions extérieures	0 (18 148 000)	0 0	0 0	0 0	0	0
Contributions clients	(10 140 000)	0	0	0	0	0
Investissement total 11 994 526	9 853 636	1 368 480	614 490	157 920	0	0
Coût d'opération		54 055	57 595	51 215	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts (0\$)		0	0	0	0	0
Amortissement comptable		259 924	348 607	369 561	369 561	369 561
Taxes sur les serv. publics		147 376	166 295	165 247	159 703	154 160
Redevances		9 246	11 176	11 510	11 510	11 510
Impôts Rendement		122 211	37 958 708 036	39 691 710 422	46 987 689 976	54 439 666 435
Taxe sur le capital		629 600 0	708 036	710 422	0 0	0
Revenu requis		1 222 411	1 329 668	1 347 645	1 325 172	1 303 540
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		9,3812	11,0991	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³)		0,000	0,000	0,000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)		9,3812	11,0991	11,2773	11,2773	11,2773
Revenu de distribution (\$)		821 883	1 175 461	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle		400 528	154 207	117 686	95 214	73 581
		6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle		51 183	28 067	4 276	(20 151)	(45 175)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifaire	e (15 ans)		363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025		Contribution tarifaire	e (20 ans)		(121 027)	
Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifaire	e (40 ans)		(1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77		Grille utilisée		>		
Taux de rendement interne TRI 6,72%		Signataire supérie	eur - Ventes	>		
VENTES						
VERTES						
Date//		[Date//			Date//
D / /			Data / /			
Date/		L.	Date//			
					xut	ıvccguibbrvrwzcwhb
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COM CALCUL DU I BL	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Région Québec C Type de client COMMERCIAL C L			Représentant Conseiller OTP Longueur en mètri Coût d'été/hiver	Conseiller OTP 10-000000 Longueur en mètres linéaires	
	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	140	140	140	140	140	140
Volume en 1000 m³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement 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 Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	369 561	369 561	369 561	369 561	369 561	369 561
Taxes sur les serv. publics Redevances	154 160 11 510	148 616 11 510	143 073 11 510	137 529 11 510	131 986 11 510	126 443 11 510
Impôts	54 439	61 126	67 094	72 387	77 045	81 105
Rendement	666 435	642 894	619 353	595 812	572 271	548 730
Taxe sur le capital Revenu requis	0 1 303 540	0 1 281 142	0 1 258 026	0 1 234 234	0 1 209 808	0 1 184 784
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³) Marge de distribution (¢/m³)	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773
Marge de distribution (\$)	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	73 581	51 183	28 067	4 276	(20 151)	(45 175)
Contribution tarifaire annuelle		11 (92 643)	12 (161 325)	13 (196 323)	14 (215 379)	15 (234 873)
		(== = :=)	(::::==)	(100 000)	(=:==;)	(==:=:=)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifair	re (15 ans)		363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025 Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair Contribution tarifair			(121 027) (1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77		Contribution tarrian	ie (40 ans)		(1 6/9 9/0)	
Taux de rendement interne TRI 6,72%						
VENTE				ı		
Data / /			Data / /			Dete / /
			Date//	<u> </u> 1		Date//
Date//			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN CO CALCUL D		REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0				
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospe	11-194	ctension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres Coût d'été/hiver	linéaires	10-000000 été
	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	140	140	140	140	140	140
Volume en 1000 m³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations 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	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts	369 561	0	0 200 154	0	0	0 283 362
Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics	369 561 126 443	346 428 121 246	299 154 116 759	283 362 112 508	283 362 108 258	283 362 104 008
Redevances	11 510	11 510	11 510	11 510	11 510	11 510
Impôts	81 105	84 770	88 412	92 010	95 254	98 060
Rendement Taxe sur le capital	548 730 0	525 926 0	505 364 0	486 811 0	468 761 0	450 711 0
Revenu requis	1 184 784	1 137 315	1 068 634	1 033 636	1 014 580	995 085
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³) Marge de distribution (¢/m³)	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773
Marge de distribution (\$)	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	(45 175)	(92 643)	(161 325)	(196 323)	(215 379)	(234 873)
		16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle		(254 780)	(275 073)	(295 730)	(316 729)	(338 050)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifair			363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025 Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair Contribution tarifair			(121 027) (1 879 970)	
		Contribution tarifair	e (40 ans)		(1679 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77						
Taux de rendement interne TRI 6,72%						
VENTE						
Date//		[Date//			Date//
Date/		1	Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COM CALCUL DU B	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Région Québec Con Type de client COMMERCIAL OTF Lon			Représentant Conseiller OTP Longueur en mètr Coût d'été/hiver	es linéaires	10-000000 été
	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	140	140	140	140	140	140
Volume en 1000 m³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907
Frais de conduites Frais de branchements	0	0 0	0	0	0	0
Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	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 Contributions clients	0	0 0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable	0 283 362	0 283 362	0 283 362	0 283 362	0 283 362	0 283 362
Taxes sur les serv. publics	104 008	99 757	95 507	91 256	87 006	82 756
Redevances Impôts	11 510 98 060	11 510 100 455	11 510 102 462	11 510 104 105	11 510 105 407	11 510 106 386
Rendement	450 711	432 661	414 611	396 560	378 510	360 460
Taxe sur le capital Revenu requis	0 995 085	0 975 179	0 954 886	0 934 229	0 913 229	0 891 909
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³) Marge de distribution (¢/m³)	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773
Marge de distribution (\$)	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	(234 873)	(254 780)	(275 073)	(295 730)	(316 729)	(338 050)
Contribution tarifaire annuelle		(359 673)	22 (381 580)	23 (403 755)	24 (426 180)	25 (448 841)
Contribution tarraire arrivelle		(339 073)	(361 360)	(403 755)	(420 100)	(446 641)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifair	re (15 ans)		363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025		Contribution tarifair	re (20 ans)		(121 027)	
Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair	re (40 ans)		(1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77 Taux de rendement interne TRI 6,72%						
raux de rendement interne TNT 0,72 %						
VENTE						
Date//		ı	Date/			Date//
Date//			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIETE EN COI CALCUL DU E	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospe	11-194	tension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètr Coût d'été/hiver	es linéaires	10-000000 été
	20	24	22	22	24	25
Nombre de clients	20 140	21 140	22 140	23 140	24 140	25 140
Volume en 1000 m³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907
Frais de conduites Frais de branchements	0	0 0	0	0	0	0
Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0 0	0 0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0 0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations 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	47 435 0	47 435 0	47 435 0	47 435 0	47 435 0	47 435 0
PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable	283 362	283 362	283 362	283 362	283 362	283 362
Taxes sur les serv. publics	82 756	78 505	74 255	70 004	65 754	61 503
Redevances Impôts	11 510 106 386	11 510 107 064	11 510 107 457	11 510 107 584	11 510 107 459	11 510 107 098
Rendement	360 460	342 410	324 360	306 310	288 260	270 209
Taxe sur le capital Revenu requis	0 891 909	0 870 286	0 848 378	0 826 204	0 803 779	0 781 118
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³) Marge de distribution (¢/m³)	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773	0,0000 11,2773
Marge de distribution (\$)	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	(338 050)	(359 673)	(381 580)	(403 755)	(426 180)	(448 841)
		26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle		(471 724)	(494 816)	(506 674)	(550 487)	(602 308)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution torifoir	a (45 ana)		363 700	
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617 Contribution tarifaire (5 ans) 739 025		Contribution tarifair Contribution tarifair			(121 027)	
Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair	e (40 ans)		(1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77						
Taux de rendement interne TRI 6,72%						
VENTE						
Date//		[Date//	Ī		Date//
Date/			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN CON CALCUL DU B	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20' Coût en capital prospe	11-194	ctension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres Coût d'été/hiver	linéaires	10-000000 été
	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	140	140	140	140	140	140
Volume en 1000 m³	10 907 0	10 907 0	10 907 0	10 907	10 907	10 907 0
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions exterieures Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable	0 283 362	0 283 362	0 283 362	0 292 060	0 277 195	0 255 316
Taxes sur les serv. publics	61 503	57 253	53 003	48 622	44 464	40 634
Redevances Impôts	11 510 107 098	11 510 106 516	11 510 105 724	11 510 107 876	11 510 101 217	11 510 92 066
Rendement	270 209	252 159	234 109	215 782	197 651	180 691
Taxe sur le capital	791 119	0	0	722.295	0	0
Revenu requis Revenus	781 118 0	758 234 0	735 143 0	723 285 0	679 472 0	627 651 0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Marge de distribution (¢/m³) Marge de distribution (\$)	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	(448 841)	(471 724)	(494 816)	(506 674)	(550 487)	(602 308)
		31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle		(626 635)	(647 766)	(669 040)	(690 450)	(711 987)
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617	·	Contribution tarifair	e (15 ans)		363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025		Contribution tarifair	re (20 ans)		(121 027)	
Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair	re (40 ans)		(1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77						
Taux de rendement interne TRI 6,72%		<u> </u>				
VENTE						
Date/			Date//			Date/
Date//			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COI CALCUL DU E	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0						
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospe	11-194	ktension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètre Coût d'été/hiver	s linéaires	10-000000 été	
					1		
Nombre de clients	30 140	31 140	32 140	33 140	34 140	35 140	
Volume en 1000 m ³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0	
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0	
Frais généraux (5,00%) 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	
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	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 Investissement total	0	0	0	0	0	0	
Coût d'opération	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0	
Amortissement comptable	255 316	252 935	252 935	252 935	252 935	252 935	
Taxes sur les serv. publics Redevances	40 634 11 510	36 840 11 510	33 046 11 510	29 252 11 510	25 458 11 510	21 664 11 510	
Impôts	92 066	90 101	88 876	87 508	86 004	84 373	
Rendement	180 691	164 503	148 391	132 279	116 167	100 055	
Taxe sur le capital Revenu requis	0 627 651	0 603 324	0 582 193	0 560 919	0 539 509	0 517 972	
Revenus	0	0	0	0	0	0	
Taux Distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Marge de distribution (¢/m³) Marge de distribution (\$)	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	11,2773 1 229 959	
Contribution tarifaire annuelle	(602 308)	(626 635)	(647 766)	(669 040)	(690 450)	(711 987)	
Contribution taniane annuene	(002 300)	36	37	38	39	40	
Contribution tarifaire annuelle		(733 643)	(755 411)	(777 286)	(799 259)	(821 326)	
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifair			363 700		
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025		Contribution tarifair Contribution tarifair	,	(121 027)			
Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tanian	le (40 ans)		(1 879 970)		
Point mort tarifaire (années) 18,77							
Taux de rendement interne TRI 6,72%							
VENTE							
			Date//			Date//	
Date/		ı	Date//				
CONDITIONS DE RÉALISATION							

SOCIETE EN COM CALCUL DU BI	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.1 Thetford - 30 sept - rapport annuel	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospe	11-194	tension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètre Coût d'été/hiver	es linéaires	10-000000 été
	0.5				T	
Nombre de clients	35 140	36 140	37 140	38 140	39 140	40 140
Volume en 1000 m ³	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907	10 907
Frais de conduites Frais de branchements	0	0 0	0	0	0	0
Frais généraux (5,00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0 0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement Financement - PCAF (0,00 \$ mens) (0,0 %)	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 Investissement total	0 0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435	47 435
PRC compensation d'intérêts	0 252 935	0	0 252 935	0	0 252 935	0
Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics	252 935 21 664	252 935 17 870	252 935 14 076	252 935 10 282	252 935 6 488	252 935 2 694
Redevances	11 510	11 510	11 510	11 510	11 510	11 510
Impôts Rendement	84 373 100 055	82 623 83 943	80 760 67 831	78 792 51 719	76 725 35 607	74 564 19 495
Taxe sur le capital	0	0	0	0	0	0
Revenu requis	517 972	496 316	474 547	452 673	430 700	408 633
Revenus Taux Distribution (¢/m³)	0 11,2773	0 11,2773	0 11,2773	0 11,2773	0 11,2773	0 11,2773
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Marge de distribution (¢/m³)	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773	11,2773
Marge de distribution (\$)	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959	1 229 959
Contribution tarifaire annuelle	(711 987)	(733 643)	(755 411)	(777 286)	(799 259)	(821 326)
Contribution tarifaire annuelle		0	0	0	0	0
Contribution tarifaire (3 ans) 610 617		Contribution tarifair			363 700	
Contribution tarifaire (5 ans) 739 025 Contribution tarifaire (10 ans) 759 266		Contribution tarifair Contribution tarifair			(121 027) (1 879 970)	
Point mort tarifaire (années) 18,77						
Taux de rendement interne TRI 6,72%						
VENTE						
Date/		[Date//			Date//
Date/			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

Société en commandite Gaz Métro Rapport annuel au 30 septembre 2012, R-3831-2012



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0

DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Type de projet Extension - Estimé Région Québec Type de client COMMERCIAL Coût en capital D-2011-194 7,52% Coût en capital prospectif pondéré 6,37%		Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres linéaires Coût d'été/hiver		10-000000 été	
		I	Ī			
Nombre de clients	0	1 60	2 118	3 127	4 127	5 127
Volume en 1000 m³		8 761,0	10 525,9	10 841,8	10 841,8	10 841,8
Frais de conduites	25 793 225	0	0	0	0	0
Frais de branchements	875 000	1 053 000	135 000	0	0	0
Frais généraux (5.00%) PRC - 5 ans	1 333 411,25	52 650 0	6 750 0	0 0	0	0
PRC - 10 ans		231 330	444 140	157 920	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0	0	0 0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (8.5 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	(18 148 000)	0	0	0	0	0
Contributions clients Investissement total 11 934 426	9 853 636	0 1 336 980	0 585 890	0 157 920	0	0
Coût d'opération		54 055	57 099	48 369	46 668	46 668
PRC compensation d'intérêts (0\$)		0	0	0	0	0
Amortissement comptable		260 138	344 814	365 768	365 768	365 768
Taxes sur les serv. publics Redevances		147 372 9 246	165 447 11 108	164 456 11 442	158 969 11 442	153 483 11 442
Impôts		122 290	37 252	39 240	46 550	54 018
Rendement		629 593	704 876	706 943	686 738	663 439
Taxe sur le capital Revenu requis		0 1 222 694	0 1 320 596	0 1 336 217	0 1 316 135	0 1 294 817
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m³)		9,3812	11,0194	11,2010	11,2010	11,2010
Taux Fonds vert (¢/m³)		0,000	0,000	0,000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³) Revenu de distribution (\$)		9,3812 821 883	11,0194 1 159 896	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388
• •		400 811			101 747	80 429
Contribution tarifaire annuelle		400 811	160 701	121 828	9	
Contribution tarifaire annuelle		58 349	7 35 552	12 081	(12 022)	10 (36 721)
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair	e (15 ans)		432 258	
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605		Contribution tarifair			(32 310)	
Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifair			(1 748 610)	
Point mort tarifaire (années) 19,66		Grille utilisée				
Taux de rendement interne TRI 6,66%		Signataire supérie	eur - Ventes	>		
VENTES						
Date / /			Date//			Date//
540			Jaio			<u> </u>
Date//		1	Date//			
					aux	vvczgdjuaqzqdagyga
,						
CONDITIONS DE RÉALISATION						
						-

Société en commandite Gaz Métro Rapport annuel au 30 septembre 2012, R-3831-2012

SOCIÉTÉ EN CON CALCUL DU B	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés		Région Québec Conseiller			es linéaires	10-000000 été
	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients Volume en 1000 m³	127 10 842					
Frais de conduites Frais de branchements Frais généraux (5.00%) PRC - 5 ans PRC - 10 ans CASEP - PRC (10 ans) Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (0.0 %) CASEP - Immobilisations Subventions extérieures Contributions clients Investissement total Coût d'opération PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics Redevances Impôts Rendement Taxe sur le capital Revenu requis Revenus Taux Distribution (¢/m³) Taux Fonds vert (¢/m³)	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0	0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
Marge de distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010
Marge de distribution (\$)	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388
Contribution tarifaire annuelle	80 429	58 349	35 552	12 081	(12 022)	(36 721)
Contribution tarifaire annuelle		11 (83 863)	12 (149 511)	13 (184 446)	(203 437)	15 (222 865)
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064 Contribution tarifaire (5 ans) 758 605 Contribution tarifaire (10 ans) 802 634 Point mort tarifaire (années) 19,66 Taux de rendement interne TRI 6,66%		Contribution tarifair Contribution tarifair Contribution tarifair	re (20 ans)		432 258 (32 310) (1 748 610)	
VENTE			Date//			Date//
CONDITIONS DE RÉALISATION			Date/			

SOCIÉTÉ EN CC CALCUL D		REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospi	11-194	ctension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètres Coût d'été/hiver	linéaires	10-000000 été	
	10	1 44	40	40		45	
Nombre de clients	10 127	11 127	12 127	13 127	14 127	15 127	
Volume en 1000 m ³	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0	
Frais de branchements Frais généraux (5.00%)	0	0	0 0	0	0	0	
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0	
PRC - 10 ans CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0 0	0	0	0	
Frais administratif	0	0	0	0	0	0	
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0	
Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (0.0 %)	0	0	0	0	0	0	
CASEP - Immobilisations Subventions extérieures	0	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	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	
PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable	0 365 768	0 342 635	0 298 221	0 282 429	0 282 429	0 282 429	
Taxes sur les serv. publics	126 050	120 910	116 437	112 201	107 964	103 728	
Redevances	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	
Impôts Rendement	80 797 546 942	84 491 524 379	88 141 503 968	91 729 485 474	94 965 467 484	97 764 449 493	
Taxe sur le capital	0	0	0	0	0	0	
Revenu requis	1 177 667	1 130 525	1 064 877	1 029 943	1 010 951	991 523	
Revenus	0	0	0	0	0	0	
Taux Distribution (¢/m³) Taux Fonds vert (¢/m³)	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	
Marge de distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	
Marge de distribution (\$)	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	
Contribution tarifaire annuelle	(36 721)	(83 863)	(149 511)	(184 446)	(203 437)	(222 865)	
		16	17	18	19	20	
Contribution tarifaire annuelle		(242 703)	(262 928)	(283 515)	(304 444)	(325 693)	
Ocatellusian traifelin (Ocate)		O antalkanting to sital	(45)		400.050		
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064 Contribution tarifaire (5 ans) 758 605		Contribution tarifair Contribution tarifair			432 258 (32 310)		
Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifair			(1 748 610)		
Point mort tarifaire (années) 19,66							
Taux de rendement interne TRI 6,66%							
VENTE							
Duy / /			2-1-			Data / /	
Date/		I I	Date//			Date//	
Date//			Date//				
CONDITIONS DE RÉALISATION							
		-			-		

SOCIETE EN COM CALCUL DU B	REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0					
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Type de projet Région Type de client Coût en capital D-20 Coût en capital prospe	11-194	ctension - Estimé Québec COMMERCIAL 7,52% 6,37%	Représentant Conseiller OTP Longueur en mètre Coût d'été/hiver	es linéaires	10-000000 été
L	45	40	47	40	40	20
Nombre de clients	15 127	16 127	17 127	18 127	19 127	20 127
Volume en 1000 m³	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5.00%) PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	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 Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0 282 429	0	0
Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics	282 429 103 728	282 429 99 491	282 429 95 255	282 429 91 019	282 429 86 782	282 429 82 546
Redevances	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442
Impôts Rendement	97 764 449 493	100 153 431 502	102 155 413 511	103 795 395 521	105 094 377 530	106 072 359 539
Taxe sur le capital	0	431 302	0	0	0	0
Revenu requis	991 523	971 685	951 460	930 873	909 944	888 695
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³) Taux Fonds vert (¢/m³)	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000
Marge de distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010
Marge de distribution (\$)	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388
Contribution tarifaire annuelle	(222 865)	(242 703)	(262 928)	(283 515)	(304 444)	(325 693)
Contribution tarifaire annuelle		(347 243)	(369 077)	(391 177)	(413 527)	25 (436 113)
			,	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	, , , , , ,
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair	re (15 ans)		432 258	
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605		Contribution tarifair			(32 310)	
Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifair	e (40 ans)		(1 748 610)	
Point mort tarifaire (années) 19,66						
Taux de rendement interne TRI 6,66%						
VENTE				.		
Date//		[Date//			Date//
Date/			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET						
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Région Québec Conseiller Type de client COMMERCIAL OTP Longueur e					
	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	127	127	127	127	127	127
Volume en 1000 m³	10 842 0	10 842 0	10 842	10 842	10 842	10 842 0
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5.00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif	0	0 0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (0.0 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures Contributions clients	0	0 0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics	282 429 82 546	282 429 78 309	282 429 74 073	282 429 69 836	282 429 65 600	282 429 61 363
Redevances	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442
Impôts Rendement	106 072 359 539	106 748	107 142	107 269 305 567	107 146	106 788
Taxe sur le capital	359 539	341 549 0	323 558 0	0	287 576 0	269 586 0
Revenu requis	888 695	867 145	845 311	823 211	800 861	778 275
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³) Taux Fonds vert (¢/m³)	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000	11,2010 0,0000
Marge de distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010
Marge de distribution (\$)	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388
Contribution tarifaire annuelle	(325 693)	(347 243)	(369 077)	(391 177)	(413 527)	(436 113)
Contribution tarifaire annuelle		26 (458 920)	27 (481 934)	28 (494 181)	29 (537 470)	30 (588 513)
		(100 020)	(101 001)	((55:5)	(555 515)
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair	re (15 ans)		432 258	
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605		Contribution tarifair			(32 310)	
Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifair	e (40 ans)		(1 748 610)	
Point mort tarifaire (années) 19,66						
Taux de rendement interne TRI 6,66%						
VENTE						
Date//			Date//	1		Date//
Date//			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET					REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0	
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Type de projet Extension - Estimé Région Québec Type de client COMMERCIAL Coût en capital D-2011-194 Coût en capital prospectif pondéré Coût en capital prospectif pondéré Coût en capital prospectif pondéré		Conseiller OTP Longueur en mètres	10-000000 res linéaires été		
	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	127	127	127	127	127	127
Volume en 1000 m³	10 842	10 842 0	10 842 0	10 842	10 842	10 842
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5.00%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (0.0 %)	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions exteriories Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération PRC compensation d'intérêts	46 668 0	46 668 0	46 668 0	46 668 0	46 668 0	46 668 0
PRC compensation d'intérêts Amortissement comptable	0 282 429	0 282 429	0 282 429	0 290 773	276 222	0 254 872
Taxes sur les serv. publics	61 363	57 127	52 891	48 529	44 386	40 563
Redevances Impôts	11 442 106 788	11 442 106 208	11 442 105 420	11 442 107 448	11 442 100 912	11 442 91 958
Rendement	269 586	251 595	233 604	215 348	197 289	180 374
Taxe sur le capital Revenu requis	0 778 275	0 755 468	0 732 454	0 720 207	0 676 918	0 625 875
Revenus	0	755 468	0	0	0	025 875
Taux Distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010
Taux Fonds vert (¢/m³) Marge de distribution (¢/m³)	0,0000 11,2010	0,0000 11,2010	0,0000 11,2010	0,0000 11,2010	0,0000 11,2010	0,0000 11,2010
Marge de distribution (\$)	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388	1 214 388
Contribution tarifaire annuelle	(436 113)	(458 920)	(481 934)	(494 181)	(537 470)	(588 513)
Constitution to design accountly		31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle		(612 806)	(633 903)	(655 143)	(676 517)	(698 019)
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair	e (15 ans)		432 258	 !
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605		Contribution tarifair	re (20 ans)		(32 310)	
Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifaire (40 ans) (1 748 610)		(1 748 610)		
Point mort tarifaire (années) 19,66						
Taux de rendement interne TRI 6,66%						
VENTE						
Date//			Date//			Date/
			_		_	
Date/			Date//			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET						
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Type de projet Extension - Estimé Région Québec Type de client COMMERCIAL Coût en capital D-2011-194 Coût en capital prospectif pondéré 6,37% Extension - Estimé Compted Conseiller Conseiller OTP Longueur en mè Coût d'été/hiver		Conseiller OTP Longueur en mètre	10-00000 res linéaires été		
			1			1 1
Nombre de clients	30 127	31 127	32 127	33 127	34 127	35 127
Volume en 1000 m³	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (5.00%) 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
Frais administratif Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	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	0
Contributions clients Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668
PRC compensation d'intérêts	0	0	0	0	0	0
Amortissement comptable	254 872	252 491	252 491	252 491	252 491	252 491
Taxes sur les serv. publics Redevances	40 563 11 442	36 775 11 442	32 988 11 442	29 201 11 442	25 413 11 442	21 626 11 442
Impôts	91 958	89 992	88 766	87 398	85 894	84 264
Rendement	180 374	164 214	148 130	132 047	115 963	99 879
Taxe sur le capital Revenu requis	0 625 875	0 601 582	0 580 485	0 559 245	0 537 871	0 516 369
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Marge de distribution (¢/m³) Marge de distribution (\$)	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388	11,2010 1 214 388
Contribution tarifaire annuelle	(588 513)	(612 806)	(633 903)	(655 143)	(676 517)	(698 019)
Contribution taniane annuelle	(300 313)	36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle		(719 639)	(741 372)	(763 210)	(785 146)	(807 176)
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair			432 258	
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605 Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifaire (20 ans) Contribution tarifaire (40 ans)		(32 310) (1 748 610)		
Point mort tarifaire (années) 19,66		Community (Tourie)				
Taux de rendement interne TRI 6,66%						
VENTE						
						2
Date//			Date//			Date//
Date//		l	Date/			
CONDITIONS DE RÉALISATION						

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET					REVENU REQUIS Version - Excel SRR-VERSION 13.0		
PROJET DDR 8.2 Thetford - 30 sept - clients signés	Région Québec Conseiller Type de client COMMERCIAL OTP Longueur er						
	35	36	37	38	39	40	
Nombre de clients	127	127	127	127	127	127	
Volume en 1000 m³	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	10 842	
Frais de conduites Frais de branchements	0	0	0	0	0	0	
Frais généraux (5.00%)	0	0	0	0	0	0	
PRC - 5 ans PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0	
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0	
Frais administratif	0	0	0	0	0	0	
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement Financement - PCAF (0.00 \$ mens) (0.0 %)	0	0	0	0	0	0	
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0	
Subventions extérieures Contributions clients	0	0	0	0	0	0	
Investissement total	0	0	0	0	0	0	
Coût d'opération	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	46 668	
PRC compensation d'intérêts	0 252 491	0 252 491	0 252 491	0 252 491	0 252 491	0 252 491	
Amortissement comptable Taxes sur les serv. publics	252 491	17 838	14 051	10 264	6 476	2689	
Redevances	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	11 442	
Impôts Rendement	84 264 99 879	82 514 83 796	80 653 67 712	78 686 51 628	76 620 35 545	74 461 19 461	
Taxe sur le capital	0	0	0	0	0	0	
Revenu requis	516 369	494 749	473 016	451 178	429 242	407 212	
Revenus Taux Distribution (¢/m³)	0 11,2010	0 11,2010	0 11,2010	0 11,2010	0 11,2010	0 11,2010	
Taux Fonds vert (¢/m³)	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
Marge de distribution (¢/m³)	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	11,2010	
Marge de distribution (\$) Contribution tarifaire annuelle	1 214 388 (698 019)	1 214 388 (719 639)	1 214 388 (741 372)	1 214 388 (763 210)	1 214 388 (785 146)	1 214 388 (807 176)	
Contribution taniale annuelle	(090 019)	(119 039)	(141 312)	(703 210)	(703 140)	(607 170)	
Contribution tarifaire annuelle		0	0	0	0	0	
Contribution tarifaire (3 ans) 620 064		Contribution tarifair			432 258		
Contribution tarifaire (5 ans) 758 605 Contribution tarifaire (10 ans) 802 634		Contribution tarifair Contribution tarifair			(32 310) (1 748 610)		
Point mort tarifaire (années) 19,66							
Taux de rendement interne TRI 6,66%							
VENTE							
Date/		Į	Date//	<u> </u>		Date//	
Date/		-	Date//				
CONDITIONS DE RÉALISATION							