

Michel Kayal et Associés

**Mise à jour de l'évaluation des coûts évités du gaz
naturel pour Gaz Métro, 2013**

Présenté à Gaz Métro

**Service Marché du carbone et
Efficacité énergétique**

Mai 2014

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE.....	1
1. INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE	2
2. RAPPEL DU CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS	2
3. MÉTHODOLOGIE	3
4. LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR GAZ MÉTRO.....	4
4.1 Approvisionnements gaziers	5
4.1.1 Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau).....	5
4.1.2 Le coût de transport	5
4.1.3 Le coût du gaz de compression	5
4.1.4 Le coût d'équilibrage.....	6
4.1.5 Le rendement sur le fonds de roulement relié au maintien des inventaires de la fourniture, du transport et du gaz de compression.....	6
4.2 Distribution / Exploitation	7
4.2.1 Le renforcement du réseau de distribution	7
4.2.2 Service à la clientèle	12
4.2.3 Gaz perdu	12
4.2.4 Redevances à la Régie du bâtiment	13
4.2.5 Redevances à la Régie de l'énergie	13
4.2.6 Redevances au Fonds vert du gouvernement du Québec	13
4.2.7 SPEDE.....	14
4.2.8 Quote-part payable au ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques)	16
5. CALCUL DU COÛT ÉVITÉ.....	16
6. PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS	18
ANNEXE 1 : PRINCIPALES MÉTHODES UTILISÉES EN AMÉRIQUE DU NORD POUR LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS.....	23
ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 OCTOBRE 2013 - IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - PETIT COMMERCIAL (TARIF D1)	24

SOMMAIRE

- En 2000, lors du lancement de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), Gaz Métro a déposé à la Régie de l'énergie une première étude portant sur l'évaluation des coûts évités par la non-livraison d'une unité de gaz naturel. Cette première étude était suivie de mises à jour en 2001, 2005, 2008 et 2011.
- En préparation à la cause tarifaire 2014-2015, Gaz Métro a mandaté Michel Kayal et Associés pour effectuer une mise à jour de l'étude des coûts évités. Cette étude incorpore les données réelles les plus récentes, soit celles de l'année se terminant le 30 septembre 2013, provenant, notamment, de l'Étude d'allocation des coûts de service 2013, ainsi que des divers services et directions de Gaz Métro. Cette étude utilise la méthode des coûts évités marginaux déjà retenue par la Régie.
- Les différentes simulations indiquent, tel qu'établies lors des études précédentes, que le coût évité d'un volume de gaz non livré dépend principalement de son usage (base ou chauffage) et non de la catégorie ou type de client. Cet élément devrait être pris en compte par Gaz Métro lors de l'évaluation de la rentabilité de ses programmes en efficacité énergétique en leur assignant le coût évité spécifique (base ou chauffage) correspondant à la finalité de chacun de ces programmes.
- Pour l'année 2013, le coût évité de 1 m³ de gaz naturel non livré par Gaz Métro chez un client existant, incluant un prix de fourniture moyen de gaz naturel de 13,54 ¢/m³, s'élève à **21,38 ¢/m³** pour les volumes de base et à **30,96 ¢/m³** pour les volumes de chauffage.
- Pour les fins du dossier tarifaire 2015, le coût évité projeté de 1 m³ de gaz non livré par Gaz Métro durant cette même année chez un client existant, incluant un prix de fourniture moyen de gaz naturel de 14,66 ¢/m³, s'élève à **24,60 ¢/m³** pour les volumes de base et **34,10 ¢/m³** pour les volumes de chauffage.

1. INTRODUCTION ET PORTÉE DE L'ÉTUDE

Lors de son premier Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) en 2000, Gaz Métro a présenté une première étude sur ses « coûts évités » par la non-livraison d'une unité de gaz naturel. Ce calcul a été repris et mis à jour en 2001, en 2005, 2008 et en 2011. En préparation à la cause tarifaire 2014-2015, et notamment le volet Plan global en efficacité énergétique, Gaz Métro a mandaté Michel Kayal et Associés pour procéder à la mise à jour de l'étude des coûts évités de gaz naturel pour l'année 2013.

De prime abord, il peut sembler que le coût évité par la non-livraison d'un mètre cube de gaz naturel puisse différer selon, entre autres, l'usage (fine pointe, pointe hivernale, charge de base), le type d'usager (client à petit, moyen ou grand débit) ou la localisation (client existant, nouveau client sur réseau ou hors réseau). Les résultats de l'étude permettent d'identifier et de cerner les diverses composantes des coûts évités ainsi que de les quantifier.

Bien que les programmes en efficacité énergétique soient généralement offerts à tous les clients, existants et nouveaux, la présente étude ne concerne que le calcul des coûts évités suite à la diminution de consommation de gaz naturel chez les clients existants de Gaz Métro.

2. RAPPEL DU CONCEPT DES COÛTS ÉVITÉS

Le calcul du « coût évité », c'est-à-dire la réduction des coûts de fourniture ou de mise à disposition de gaz naturel par le distributeur suite à la réduction de la consommation de gaz chez les clients existants, est généralement développé à partir de deux composantes majeures :

1. Les coûts évités en approvisionnement gazier, notamment la fourniture (F) ainsi que le transport (T), le gaz de compression (C) et l'équilibrage (E).
2. Les coûts évités relatifs à la distribution, notamment le service à la clientèle, les investissements dans l'amélioration des réseaux de distribution et l'exploitation.

Plusieurs méthodes de calcul des coûts évités sont utilisées par les distributeurs gaziers en Amérique du Nord, chacune ayant ses avantages et ses limites. Chacun de ces distributeurs choisit la méthode qu'il considère être la plus appropriée à son contexte selon les données qu'il possède et les outils dont il dispose.

Les principales méthodes utilisées pour le calcul des coûts évités ont déjà été décrites dans l'étude déposée lors de la requête R-3444-2000, phase 1. Un bref rappel de ces méthodes se trouve en Annexe 1.

3. MÉTHODOLOGIE

La méthode proposée par Michel Kayal et Associés, et retenue par la Régie de l'énergie dans le cadre de sa décision D-2000-211, est celle dite des « coûts marginaux ciblés » (*targeted marginal costs*) et demeure la mieux adaptée au contexte de Gaz Métro.

La caractéristique générale de la méthode des coûts marginaux ciblés, utilisée par plusieurs distributeurs gaziers tant au Canada qu'aux États-Unis, est qu'elle permet l'assignation des différentes sources d'approvisionnement gaziers aux différents types de demande ou de charges requises : charges de base et charges sensibles à la température.

Il est aussi reconnu que l'avantage principal de cette méthode est qu'elle tient compte de façon explicite de la causalité des coûts. Toutefois, la causalité étant généralement définie par l'étude détaillée d'allocation du coût de service telle qu'acceptée par les organismes réglementaires, elle dépend donc de la précision et de la rigueur de l'étude d'allocation du coût de service. Ceci est particulièrement vrai en ce qui a trait à la répartition du coût des approvisionnements gaziers.

Il faut noter qu'à la base de toute méthodologie de calcul des coûts évités, il est convenu par hypothèse, que les composantes de ces coûts, en particulier ceux qui ont trait à des équipements importants (postes de détente, compresseurs) ou à des quantités contractuelles de gaz (10^3 m³/jour) soient parfaitement divisibles. En d'autres termes, la réduction de la

demande en gaz de 1 m³ chez un client se traduit par un coût évité calculé et mesurable. Ceci implique que les notions d'économie d'échelle ou de taille minimum d'investissement, qui peuvent varier d'une composante à une autre, ne sont pas considérées.

Les données de base qui ont servi à estimer les coûts évités de gaz naturel proviennent, notamment, de l'étude d'allocation du coût de service 2012-2013 déposée dans le cadre de la cause tarifaire 2014 (R-3837-2013) ainsi que des informations provenant de divers groupes et services de Gaz Métro (Tarification, Approvisionnements gaziers, Budget et Contrôle de coûts, Ingénierie et Réglementation). À moins d'indication contraire, les données de base sont celles de l'année 2013 (12 mois se terminant le 30 septembre 2013).

4. LES COMPOSANTES DES COÛTS ÉVITÉS POUR GAZ MÉTRO

Les composantes qui ont été retenues, analysées et quantifiées pour le calcul des coûts évités sont les suivantes :

Approvisionnements gaziers

- Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau)
- Coût de transport
- Coût de compression
- Coût d'équilibrage
- Rendement sur le fonds de roulement relié au maintien des inventaires de la Fourniture, du Transport et du gaz de Compression.

Distribution / Exploitation

- Renforcement du réseau de distribution
- Gaz perdu
- Redevances à la Régie du bâtiment
- Redevances à la Régie de l'énergie
- Redevances au Fonds vert (2013 et 2014)
- Système de plafonnement et d'échange de droits d'émissions des gaz à effet de serre SPEDE (à partir de 2015)
- Quote-part payable au ministère des Ressources naturelles et de la Faune (Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques).

4.1 Approvisionnements gaziers

4.1.1 Coût de fourniture du gaz (gaz de réseau)

La réduction de la consommation de gaz naturel par un client, suite à l'implantation d'un programme en efficacité énergétique, se traduit par la réduction des achats de gaz pour un volume équivalent.

Pour l'année 2013, le coût moyen de fourniture du gaz de réseau (Fourniture) a été de 13,54 ¢/m³, tel qu'établi par l'étude d'allocation du coût de service 2013¹.

4.1.2 Le coût de transport

Le coût total de transport du gaz, excluant le gaz de compression, correspond aux frais fixes et variables encourus par Gaz Métro pour faire acheminer le gaz depuis les centres de production ou de livraison, jusqu'à son territoire.

Le taux unitaire moyen de transport pour les 12 mois se terminant le 30 septembre 2013 a été établi, selon l'étude d'allocation du coût de service², à 6,26 ¢/m³.

4.1.3 Le coût du gaz de compression

Le volume de gaz naturel, exprimé en % des volumes livrés, requis par les compresseurs des gazoducs de transport pour acheminer le gaz naturel jusqu'au territoire de Gaz Métro fluctue principalement selon la température d'opération (saisons) et selon le débit (pression). Pour l'année 2013, le taux moyen de gaz de compression observé³ a été de 2,72 %, soit 0,37 ¢/m³.

¹ R-3837-2013, Gaz Métro-14, Document 3.

² *Ibid.*

³ *Ibid.*

4.1.4 Le coût d'équilibrage

Pour l'année 2013, les coûts d'équilibrage⁴ totalisent 140 489 000 \$ dont 19 442 000 \$ pour la pointe et 121 047 000 \$ pour l'espace selon les données qui apparaissent à l'étude d'allocation du coût de service 2013.

Basé sur le profil de consommation hivernale de la clientèle de Gaz Métro, l'allocation ou la quote-part des coûts de l'espace et de la pointe, c'est-à-dire l'équilibrage, pour 1 m³ de gaz utilisé spécifiquement pour fins de chauffage est de 9,51 ¢/m³ et représente le coût évité de l'équilibrage pour le distributeur. Ce taux a été calculé à partir de simulations tarifaires appliquées à différents types de consommateurs des tarifs D₁ et D₃ (petit, moyen et grand) en faisant varier la charge de base ou bien la charge de chauffage. Cette simulation calcule, pour chacun des cas analysés, le coût annuel de l'équilibrage (\$) pour le volume de gaz utilisé en chauffage (m³). Un exemple de ces simulations se trouve à l'Annexe 2.

Puisque ce coût évité calculé de l'équilibrage est la principale composante additionnelle spécifique au gaz utilisé pour le chauffage, il devrait être pris en compte dans l'évaluation des tests de rentabilité des programmes en efficacité énergétique. Cette prise en compte serait guidée par la finalité des programmes qui s'adressent soit à des économies de chauffage ou de base ou d'un mix des deux.

4.1.5 Le rendement sur le fonds de roulement relié au maintien des inventaires de la fourniture, du transport et du gaz de compression

Le rendement sur le fonds de roulement du maintien des inventaires qui, sur la facture de gaz, est intégré au poste « Ajustement d'inventaire » provient de l'étude d'allocation du coût de service 2013 déposée dans le cadre de la cause tarifaire 2014.

⁴ *Ibid.*, page 3, lignes 44, 45 et 46.

Pour l'année 2013, ce rendement a été établi à 0,171 ¢/m³, soit la somme de 0,124 ¢/m³ pour la fourniture, 0,041 ¢/m³ pour le transport et 0,006 ¢/m³ pour le gaz de compression⁵.

4.2 Distribution / Exploitation

4.2.1 Le renforcement du réseau de distribution

4.2.1.1 La capacité du réseau de distribution de Gaz Métro

Afin de répondre à une demande formulée par la Régie de l'énergie lors du dépôt de l'étude des coûts évités 2005, nous avons inclus dans la présente étude le résultat du relevé de la capacité de tous les réseaux de distribution (690 kPa et moins) et d'alimentation (>690 kPa et excluant le réseau de transmission de Gaz Métro) qui desservent l'ensemble du territoire de Gaz Métro. Ce relevé, réalisé par le service de l'Ingénierie de Gaz Métro, présente pour chacun des quelque 391 réseaux d'alimentation et de distribution desservant le territoire du distributeur, la demande maximale sollicitée en pointe hivernale (m³/h) par rapport à la capacité maximale de ces mêmes réseaux. Il est à noter qu'au cours des études précédentes, seuls les réseaux rattachés directement aux réseaux de transmission (TCPL, TQM et Gaz Métro) étaient recensés (environ 70). L'analyse de tous les réseaux et sous-réseaux de la franchise, telle que réalisée pour les fins de cette étude, reflète mieux la situation des capacités disponibles.

Le tableau de la page suivante montre la catégorisation de la capacité des 391 réseaux de distribution et d'alimentation effectuée en 2013. Pour fins de continuité, et bien que ne portant que sur une partie seulement des réseaux existants, les résultats des relevés effectués au cours des études précédentes sont aussi montrés.

⁵ *Ibid.*, page 8, lignes 21, 29 et 37.

**Catégorisation de la capacité de tous les réseaux de distribution
et d'alimentation de Gaz Métro**

Année	Nombre de réseaux	Capacité utilisée				
		0-60 %	61-70 %	71-80%	81-90 %	91-100 %
2005	71	51	6	7	2	5
2008	70	42	12	9	3	4
2011	70	45	8	10	4	3
2013	391	352	16	9	5	9

À l'intérieur des zones desservies par un réseau d'alimentation à faible capacité excédentaire, toute addition de charge importante pourrait nécessiter des travaux de renforcement. De plus, il arrive souvent qu'à l'intérieur d'un même réseau de capacité excédentaire, certains sous-réseaux ou zones soient saturés et des travaux de renforcements sont alors nécessaires pour desservir de nouvelles charges. Toutefois, ces travaux pourraient ne pas être requis ou du moins pourraient être reportés de plusieurs années si d'autres charges venaient à être retirées, notamment par l'application de mesures en efficacité énergétique.

Il est à noter que la nature de l'usage final du gaz naturel, c'est-à-dire en base ou en chauffage, lors de l'ajout ou du retrait de charges, n'influence pas la décision de renforcer ou de ne pas renforcer un réseau d'alimentation. Le critère déterminant demeure toujours celui du ratio [demande maximale en pointe / capacité maximale du réseau].

4.2.1.1 Coûts de renforcement du réseau

La croissance des livraisons de gaz nécessite généralement des investissements dans les infrastructures de distribution afin de maintenir la pérennité et l'intégrité du réseau ainsi que la capacité de desserte des volumes contractuels aux clients.

Le report de tout investissement dans le renforcement du réseau, suite à l'implantation des programmes d'efficacité énergétique, est considéré comme un élément du coût évité.

Coûts historiques vs coûts prospectifs

Même si l'analyse de saturation des réseaux a relevé que certains de ces réseaux d'alimentation et de distribution sont près d'atteindre leur pleine capacité, il n'est pas facile de prévoir la localisation des nouvelles additions de clients (nouvelles charges) et de prévoir, dans le temps, un appariement entre les ventes prospectives et les besoins futurs de renforcement de réseaux.

Nous maintenons notre approche qui se base sur le lien entre les coûts historiques de renforcement des réseaux (3 ans) et les additions de nouvelles charges afin d'en dégager un ratio représentatif pour le calcul des coûts évités de renforcement des réseaux. Toutefois, si des investissements majeurs étaient nécessaires et autorisés par la Régie avant le dépôt de la prochaine étude des coûts évités, Gaz Métro procéderait à une mise à jour avant le délai habituel de trois ans.

Tous les projets d'entretien et d'amélioration des réseaux d'alimentation et de distribution réalisés au cours des trois dernières années (2011 à 2013) ont été analysés par le service de l'Ingénierie afin d'en exclure ceux qui représentaient des travaux d'entretien préventif ou régulier des réseaux et de n'en retenir que ceux qui étaient requis essentiellement pour maintenir la capacité de desserte des nouvelles charges. Selon les résultats de cet exercice, montré au tableau suivant, Gaz Métro a investi en moyenne 808 254 \$/an en renforcement de réseaux (postes de détente, renforcements

et bouclages). Durant cette même période, l'ajout moyen de nouvelles charges (nouvelles ventes) aux secteurs petits et moyens débits⁶ et qui sont assujettis aux tarifs D₁, D₃ et D_M⁷, a été de 89 782 000 m³/an.

Coûts historiques de renforcement des réseaux et additions de nouvelles charges				
Année	2011	2012	2013	Moyenne / An
Investissements (000\$)	1 223,1	507,0	694,7	808,3
Nouvelles charges (10 ³ m ³)	97 368	88 889	83 089	89 782

En tenant compte du traitement réglementaire des investissements et du rendement moyen autorisé sur la base de tarification (coût en capital pondéré) pour les trois dernières années, établi à 8,96 %⁸, il résulte que le coût moyen sur une période de dix ans, relatif à l'investissement pour le renforcement du réseau, est de 0,09 ¢ par m³ de nouvelles charges, tel qu'il est montré au tableau de la page 11. La non-livraison d'une unité de gaz naturel découlant d'une mesure en efficacité énergétique pourrait donc annuler le coût additionnel relatif au renforcement du réseau rendu nécessaire par l'ajout d'une unité de gaz résultant de la croissance des ventes.

⁶ Le secteur grand débit (tarifs D₄ et D₅) n'a pas été considéré car sa croissance et les investissements y reliés relèvent de facteurs extérieurs à la croissance normale et prévisible.

⁷ Le tarif DM a été retiré en 2012.

⁸ Ce taux est la moyenne arithmétique des taux de rendement sur la base de tarification accordés à Gaz Métro pour les années 2011, 2012 et 2013, soit 9,09 %, 8,90 % et 8,90 % respectivement (Source : Service Budget et contrôle).

Calcul du coût annuel pour le renforcement du réseau (pour un investissement de 808 254 \$ et de 89 782 000 mètres cubes d'ajout de charge)										
Année	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Dépense d'amortissement (Linéaire à 2.56%/an après 1 an)	0	20 691	20 691	20 691	20 691	20 691	20 691	20 691	20 691	20 691
Capital non amorti	808 254 \$	787 563 \$	766 871 \$	746 180 \$	725 489 \$	704 797 \$	684 106 \$	663 415 \$	642 724 \$	622 032 \$
Rendement sur base de tarification (à 8.96%)	72 420	70 566	68 712	66 858	65 004	63 150	61 296	59 442	57 588	55 734
Coût annuel de l'investissement (Rendement + Amortissement)	72 420	91 257	89 403	87 549	85 695	83 841	81 987	80 133	78 279	76 425
Coût par unité d'ajout de charge ¢/m^3	0,08	0,10	0,10	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09

La moyenne simple pour 10 ans est : 0,09 ¢/m³.

4.2.2 Service à la clientèle

Aucun coût évité mesurable, au niveau des dépenses générales d'exploitation tel que gestion, facturation, administration, marketing ou construction n'a pu être décelé à la suite d'une éventuelle diminution des livraisons chez un client existant.

4.2.3 Gaz perdu

Le gaz perdu se définit comme la différence entre le volume de gaz disponible à la vente et celui que le distributeur facture à ses clients. Gaz Métro analyse régulièrement les causes de cette différence et les présente dans ses Rapports annuels déposés à la Régie.

Parmi les sources expliquées du gaz perdu, certaines ne sont pas directement reliées aux volumes livrés, entre autres, celles dues aux émissions fugitives, à l'abandon des conduites, aux installations et remplacements des compteurs, aux bris par des tiers et aux vols de gaz. Ces sources ont été exclues du calcul du coût évité relatif au gaz perdu.

Au cours des 12 derniers mois se terminant en septembre 2013, le ratio moyen comptabilisé de gaz perdu a été de 0,86 % de l'ensemble des volumes de gaz livré. En retirant les exclusions précitées (12,88 % de l'ensemble des sources de gaz perdu), ce ratio est ramené à 0,749 %. Ce dernier pourcentage a été appliqué à la somme des coûts de la fourniture, du transport, du gaz de compression, du rendement sur fonds de roulement de F, T, et C et de l'équilibrage (lorsque requis) pour estimer les coûts évités au poste de gaz perdu.

4.2.4 Redevances à la Régie du bâtiment

Le taux des redevances payables à la Régie du bâtiment du Québec a été établi, en 1992, par décret gouvernemental à 0,359 \$/10³ m³ de gaz transporté et livré⁹. Ce taux est demeuré inchangé jusqu'en 2002. À partir de 2003, il a été indexé annuellement en fonction de l'indice des prix à la consommation. Le taux moyen pour l'année se terminant le 30 septembre 2013 est de 0,439 \$/10³m³.

4.2.5 Redevances à la Régie de l'énergie

Les redevances annuelles payables à la Régie de l'énergie sont calculées à partir des prévisions budgétaires des dépenses d'opération de la Régie, selon un mécanisme de répartition ou d'allocation du coût total de régulation appliqué aux divers distributeurs d'énergie.

À chaque année, ces taux sont rajustés par décret pour tenir compte de la nouvelle prévision budgétaire de la Régie et des ajustements (crédits ou débits) relatifs à l'année précédente, par forme d'énergie. Il s'en suit que tout « coût évité » de redevances à la Régie de l'énergie, est récupéré l'année suivante par un réajustement des taux. Une baisse de livraisons de gaz n'évite pas de coûts, à moyen terme, au niveau des redevances à la Régie de l'énergie.

À titre d'information, le taux de redevances pour l'année 2013 était de 0,051 ¢/m³ de gaz transporté et livré par Gaz Métro¹⁰.

4.2.6 Redevances au Fonds vert du gouvernement du Québec

En 2007, le gouvernement du Québec a créé un fonds de 200 M \$ pour financer plusieurs initiatives environnementales, dont la R&D en nouvelles technologies non polluantes, en transport et en gestion des matières résiduelles. Ce « Fonds vert », est

⁹ Régie du bâtiment du Québec, Décret 877-2003, dossier 8008-4833.

¹⁰ Régie de l'énergie, Décret 960-2013, avis de redevance n° GN01-1308.

financé par une redevance sur toutes les énergies distribuées au Québec. Le mécanisme d'assignation et de calcul de la redevance ainsi que de sa collecte revient à la Régie de l'énergie. En 2013, le taux de cette redevance pour le gaz livré par Gaz Métro était de 0,711 ¢/m³¹¹. Toute baisse de livraison de gaz par le distributeur résulte, du moins à moyen terme, en un coût évité égal à la redevance.

La redevance au Fonds vert a pris fin le 31 décembre 2012 pour les émetteurs réglementés au sens du Règlement sur le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE). Pour les autres clients, la redevance au Fonds vert prend fin au 31 décembre 2014. Elle sera remplacée, à partir du 1^{er} janvier 2015, par le SPEDE. Cette transition peut être illustrée par le tableau suivant.

Année	2013	2014	2015	2016
Fonds vert	<25 000 t/an	<25 000 t/an	-	-
SPEDE	>25 000 t/an	>25 000 t/an	Tous	Tous

4.2.7 SPEDE

Le SPEDE, qui a été adopté par un Règlement du gouvernement du Québec en décembre 2012, prévoit que les grands clients de Gaz Métro (ceux émettant plus de 25 000 tonnes de GES annuellement) y sont directement assujettis dès janvier 2013, tandis que le distributeur gazier y sera assujetti pour les volumes livrés aux autres clients¹² et pour les émissions relatives à Gaz Métro en tant que distributeur¹³ à partir du 1^{er} janvier 2015.

¹¹ Conditions de service et Tarif, en vigueur au 1^{er} août 2013, article 16.2.2.3.

¹² Règlement sur la déclaration obligatoire de certaines émissions de contaminants dans l'atmosphère, Annexe A.2, QC.30.

¹³ *Ibid.*, Annexe A.2, QC.29.

Dans la projection des coûts évités (horizon 10 ans), nous tenons compte du SPEDE à partir de l'année 2015, en remplacement du Fonds vert.

Bien que les grands émetteurs (>25 000 tonnes de GES/par an) acquittent directement leurs droits depuis le 1^{er} janvier 2013, nous avons, pour fins de simplification, opté pour la considération des coûts du SPEDE dans le calcul du coût évité de toutes les catégories de clients à partir de 2015.

Afin d'estimer le coût du SPEDE qui s'appliquera aux clients de Gaz Métro à partir du 1^{er} janvier 2015, nous nous sommes basés sur une étude récente mandatée par le distributeur portant sur les prévisions du prix du carbone¹⁴.

Nous en avons extrait les prix moyens prévus, selon un scénario réaliste, pour la période de 2015 à 2020. Ces prix moyens, exprimés en dollars U.S. (\$US/tonne de CO₂ équivalent) ont été convertis en dollars canadiens selon une prévision des taux de change fournie par Gaz Métro¹⁵ et puis traduits en ¢/m³ de gaz tel que montré au tableau suivant :

Coût du SPEDE							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2022
\$ US/tonne de CO ₂ é	12,20	13,08	14,03	15,04	16,12	17,29	
Taux de change	0,90	0,89	0,89	0,89	0,89	0,89	
\$ CDN/tonne de CO ₂ é	13,56	14,70	15,76	16,90	18,11	19,43	
¢/m ³ de gaz naturel*	2,73	2,96	3,17	3,40	3,64	3,91	Inflation

*49 700 kg de CO₂ équivalent par TJ de gaz naturel.

¹⁴ 'Projections de prix du carbone pour la période 2013-2035', ÉcoRessources, 1^{er} novembre 2013.

¹⁵ TD Securities, futures, février 2014.

4.2.8 Quote-part payable au ministère des Ressources Naturelles et de la Faune (Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques)

Le fonds du volet « Efficacité et innovation énergétiques » du ministère des Ressources naturelles et de la Faune est financé par une quote-part payable par les distributeurs d'énergie¹⁶. Cette quote-part, décrétée à chaque année par le MRNF pour chaque forme d'énergie, dont le gaz naturel, est répartie et collectée par la Régie de l'énergie sous forme de redevance (ϕ/m^3). Tout volume de gaz naturel non livré au cours d'une année résulte en un coût évité au niveau de cette redevance. Pour l'année 2013, le taux de cette redevance¹⁷ était de 0,0501 ϕ/m^3 .

5. CALCUL DU COÛT ÉVITÉ

Basé sur les différentes composantes du coût évité, telles que décrites tout au long de la section 4, le tableau suivant montre le coût des composantes du coût évité par la non-livraison de 1 m³ de gaz naturel pour l'année 2013. Les données ont été arrondies au centième de ϕ .

Comme il l'a déjà été démontré dans les études précédentes, le coût évité de 1 m³ de gaz naturel est spécifique à son utilisation (base ou chauffage). Le coût évité induit par les divers programmes en efficacité énergétique, dépend principalement de la nature de l'utilisation du gaz ainsi économisé (base, chauffage ou mix des deux) plutôt que de la taille, catégorie ou vocation du client.

¹⁶ Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la Faune (Chapitre M-25.2), article 17.12.12.

¹⁷ Décret 846-2012, 1^{er} août 2012.

Coût évité de 1 m ³ de gaz naturel pour Gaz Métro – 2013 (¢/m ³)*		
Composantes	Base	Chauffage
Fourniture (coût du gaz)	13,54	13,54
Transport	6,26	6,26
Gaz de compression	0,37	0,37
Équilibrage	0,00	9,51
Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F, T et C	0,17	0,17
Distribution		
Gaz perdu	0,15	0,22
Renforcement du réseau	0,09	0,09
Redevance à la Régie de l'Énergie	0,00	0,00
Redevance à la Régie du Bâtiment	0,04	0,04
Fonds vert	0,71	0,71
SPEDE	0,00	0,00
Quote-part au MRNF (BEIÉ)	0,05	0,05
TOTAL (¢/m³)	21,38	30,96

* en dollars 2013.

6. PROJECTION DES COÛTS ÉVITÉS

La projection des coûts évités en dollars courants, par la non-livraison d'un mètre cube de gaz a été calculée sur une période de dix ans. Un horizon plus éloigné nous semble peu significatif.

La progression des composantes du coût évité dépend largement de facteurs externes à Gaz Métro. Les composantes les plus significatives, notamment la fourniture de gaz, le transport par gazoduc et l'équilibrage sont soumises aux forces du marché. Les autres composantes, moins critiques, dépendent souvent de décisions réglementaires tel que le taux de rendement sur base de tarification et les diverses redevances ainsi que de l'évolution de l'inflation sur les coûts d'exploitation.

Lorsque des prévisions chiffrées n'étaient pas disponibles, nous avons choisi de faire progresser le coût des composantes en y appliquant, le cas échéant, les taux d'inflation prévus par Gaz Métro¹⁸ pour les années 2014 à 2018.

	2014	2015	2016	2017	2018
Taux d'inflation	1,2 %	1,8 %	2,0 %	2,0 %	2,0 %

Pour les années subséquentes, le taux de 2018 a été maintenu.

Approvisionnements gaziers

- Pour l'année 2014, le prix des composantes Fourniture, Compression, Transport et Équilibrage sont ceux prévus par Gaz Métro dans sa cause tarifaire 2014¹⁹.

¹⁸ Conference Board of Canada, février 2014.

¹⁹ R-3837-2013, Gaz Métro -11, Document 7.

- Pour les années 2015 à 2018, les hypothèses de prix pour la Fourniture et la Compression sont celles retenues par Gaz Métro dans sa cause tarifaire 2015 (R-3879-2014). Par la suite, (2019 à 2022), le taux d'inflation a été appliqué annuellement au prix de Fourniture, tandis que le pourcentage de gaz de compression a été maintenu constant à 2,756%, comme pour les années 2015 à 2018.
- Pour le Transport et l'Équilibrage, les taux d'inflation ont été appliqués annuellement pour la période de projection 2015 à 2022.

Distribution

- Les taux d'inflation ont été appliqués pour la projection des composantes du coût de Distribution (redevances gouvernementales et rendement sur fonds de roulement des inventaires) sauf pour le Gaz perdu et le SPEDE qui ont été traités comme suit :
 - Pour le Gaz perdu, il est calculé pour les années 2014 à 2022 en appliquant le taux établi en 2013, soit 0,749 %, sur la somme des coûts de la Fourniture, Transport, Compression, Rendement sur fonds de roulement des inventaires et Équilibrage (lorsque requis).
 - Pour le SPEDE, les prévisions 2015 à 2020 de Gaz Métro pour le prix de la tonne de CO₂ équivalent ont été retenues (voir section 4.2.7). Par la suite, le taux d'inflation a été appliqué.
- Le coût de la composante « Renforcement du réseau » calculée pour 2013 a été maintenu durant toute la période de projection de 10 ans sans y appliquer un taux d'inflation; ce dernier étant implicite dans le taux de rendement utilisé.

Le tableau de la page suivante montre la projection du coût évité de 1 m³ de gaz naturel en utilisation de base et en utilisation de chauffage, sur un horizon de dix ans. L'année 2013 représente l'année 1 de la projection.

Le tableau de la page 22 montre le détail du coût évité projeté de 1 m³ de gaz naturel pour l'année **2015** en utilisation de base et en utilisation de chauffage.

Projection du coût évité du gaz naturel pour Gaz Métro, 2013 à 2022										
(¢/m ³)*										
	2013**	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
BASE										
Fourniture (coût du gaz)	13,54	13,45	14,66	13,94	13,98	14,29	14,57	14,86	15,16	15,46
Transport	6,26	6,17	6,28	6,41	6,54	6,67	6,80	6,94	7,07	7,22
Gaz de compression	0,37	0,35	0,40	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
Équilibrage	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gaz perdu	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17
Rendement ***	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
Distribution ****	0,89	0,90	2,92	3,15	3,36	3,59	3,83	4,11	4,19	4,27
TOTAL	21,38	21,19	24,60	24,22	24,60	25,29	25,96	26,68	27,21	27,75
CHAUFFAGE										
Fourniture (coût du gaz)	13,54	13,45	14,66	13,94	13,98	14,29	14,57	14,86	15,16	15,46
Transport	6,26	6,17	6,28	6,41	6,54	6,67	6,80	6,94	7,07	7,22
Gaz de compression	0,37	0,35	0,40	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	0,42	0,43
Équilibrage	9,51	9,26	9,43	9,62	9,81	10,00	10,20	10,41	10,62	10,83
Gaz perdu	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26
Rendement ***	0,17	0,17	0,18	0,18	0,18	0,19	0,19	0,19	0,20	0,20
Distribution ****	0,89	0,90	2,92	3,15	3,36	3,59	3,83	4,11	4,19	4,27
TOTAL	30,96	30,52	34,10	33,91	34,48	35,36	36,24	37,16	37,90	38,66
<p>* En dollars courants</p> <p>** 12 mois se terminant le 30 septembre 2013</p> <p>*** Rendement: Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F.T.C.</p> <p>**** Distribution: Renforcement du réseau, redevances à la Régie de l'énergie, à la Régie du bâtiment, au Fonds vert, au SPEDE et quote-part au MRNF (BEIE).</p>										

Coût évité de 1 m³ de gaz naturel pour Gaz Métro – 2015 (¢/m³)		
Composantes	Base	Chauffage
Fourniture (coût du gaz)	14,66	14,66
Transport	6,28	6,28
Gaz de compression	0,40	0,40
Équilibrage	0,00	9,43
Rendement sur fonds de roulement du maintien des inventaires F, T et C	0,18	0,18
Distribution		
Gaz perdu	0,16	0,23
Renforcement du réseau	0,09	0,09
Redevance à la Régie de l'Énergie	0,00	0,00
Redevance à la Régie du Bâtiment	0,05	0,05
Fonds vert	n.a.	n.a.
SPEDE	2,73	2,73
Quote-part au MRNF (BEIÉ)	0,05	0,05
TOTAL (¢/m³)	24,60	34,10

ANNEXE 1 : PRINCIPALES MÉTHODES UTILISÉES EN AMÉRIQUE DU NORD POUR LE CALCUL DES COÛTS ÉVITÉS

1. Méthode générique représentative (*generic proxy approach*)

Cette méthode consiste à choisir de façon discrétionnaire une source ou un ensemble de sources d'approvisionnement gazier et ensuite à considérer son coût comme étant celui du coût évité. Dans le cas où la source d'approvisionnement est la plus dispendieuse, ou bien lorsqu'elle est requise en dernier recours, cette méthode se rapproche beaucoup de celle du coût marginal classique.

2. Méthode des coûts moyens

Le coût évité est calculé comme étant égal aux coûts unitaires de toutes les sources d'approvisionnements, pondérés selon le poids relatif de leur contribution volumétrique aux retraits totaux. Le seul avantage de cette méthode est sa simplicité, bien que l'utilisation de « coût moyen » pour l'évaluation des coûts évités présume que le coût moyen du portefeuille d'approvisionnement gazier est égal au coût marginal, ce qui n'est pas le cas pour la plupart des distributeurs gaziers.

3. Méthode des coûts marginaux ciblés (*targeted marginal cost*)

Cette méthode évalue les coûts évités en approvisionnement gazier distincts selon le type de demande en gaz qu'ils satisfont (type de charge, saisonnalité, volume et profil annuel des retraits).

4. Méthode du calcul direct (*differential revenue requirements method*)

Cette méthode consiste à calculer le coût total du système d'approvisionnement gazier avant et après l'application des programmes ou mesures en efficacité énergétique, d'où parfois son appellation de « coût marginal du système d'approvisionnement ». La différence représente le coût de fourniture du gaz ainsi économisé et donc le coût évité. Des modèles avancés de planification et d'optimisation des approvisionnements gaziers, basés sur la programmation linéaire, sont requis pour cette approche de calcul.

Toutes les méthodes mentionnées ci haut accordent, à juste titre, une importance capitale au traitement des coûts des approvisionnements gaziers. Ce poste étant affecté de façon significative par la réduction des volumes livrés à la clientèle suite à l'application de programmes en efficacité énergétique.

ANNEXE 2 : COÛT DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 OCTOBRE 2013 - IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - PETIT COMMERCIAL (TARIF D1)

Scénario I : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE BASE

Mois		# jrs	Consommation						
			Avant réduction			Après réduction de la base de			
			totale	base	chauffage	10%	20%		
1	Janvier	m ³	31	23 767	2 654	21 113	23 502	23 237	
2	Février	m ³	28	20 057	2 397	17 660	19 818	19 578	
3	Mars	m ³	31	16 726	2 654	14 071	16 460	16 195	
4	Avril	m ³	30	8 970	2 568	6 401	8 713	8 456	
5	Mai	m ³	31	4 068	2 654	1 414	3 803	3 537	
6	Juin	m ³	30	2 692	2 568	123	2 435	2 178	
7	Juillet	m ³	31	2 660	2 654	6	2 395	2 129	
8	Août	m ³	31	2 682	2 654	28	2 416	2 151	
9	Septembre	m ³	30	3 274	2 568	705	3 017	2 760	
10	Octobre	m ³	31	7 281	2 654	4 627	7 016	6 750	
11	Novembre	m ³	30	12 528	2 568	9 959	12 271	12 014	
12	Décembre	m ³	31	20 296	2 654	17 642	20 030	19 765	
13	TOTAL		365	125 000	31 250	93 750	121 875	118 750	
14	Proportion chauffage			75,0%			76,9%	78,9%	
15	Proportion base			25,0%	85,6 m ³ base / jr		23,1%	21,1%	
16	A : cons. journ.moy. annuelle	m ³ /jr		342,47			333,90	325,34	
17	H : cons. journ. moy. de l'hiver	m ³ /jr		618,37			609,81	601,25	
18	P : cons. de la journée de pointe en hiver	m ³ /jr		766,69			758,13	749,57	
19	Multiplicateur			1,61			1,62	1,62	
20	Facteur "pointe" (P x mult. - H)	m ³ /jr		614,97			614,97	614,97	
21	Facteur "espace" (H - A)	m ³ /jr		275,90			275,90	275,90	
22	Coût de É - Pointe au 01/10/2013	¢/m ³ /jr		155,9			155,9	155,9	
23	Coût de É - Espace au 01/10/2013	¢/m ³ /jr		2 882,4			2 882,4	2 882,4	
24	Coût de Transport au 01/10/2013	¢/m ³		6,136			6,136	6,136	
25	Coût des Inventaires au 01/10/2013	¢/m ³		0,006			0,006	0,007	
26	Coût annuel d'Équilibrage	\$		8 911,37			8 911,37	8 911,37	
27	Coût annuel de Transport	\$		7 670,00			7 478,25	7 286,50	
28	Coût annuel ajust. inventaires F, C, T	\$		7,81			7,81	7,81	
29	Coût total É, T & ajust.inventaires F, C, T	\$		16 589,17			16 397,42	16 205,67	
30	Variation due à l'efficacité énergétique	\$					(191,75)	(383,50)	
31	Coût unitaire total É, T & ajust.inv. F, C, T	¢/m ³		13,271			13,454	13,647	
<u>Facture du client</u>									
32	Facture F,C,T,É,D & ajust.inv.	\$		52 244,11			51 202,14	50 157,64	
33		¢/m ³		41,795			42,012	42,238	

ANNEXE 2 - COÛ DE TRANSPORT, ÉQUILIBRAGE & AJUSTEMENT DES INVENTAIRES F, C, T AU 1 OCTOBRE 2013 - IMPACT DE L'APPLICATION DES MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - PETIT COMMERCIAL (TARIF D₁)

Scénario II : RÉDUCTION DE LA CHARGE DE CHAUFFAGE

Mois	# jrs	Consommation					
		Avant réduction			Après réduction du chauffage de		
		totale	base	chauffage	10%	20%	
1 Janvier	m ³	31	23 767	2 654	21 113	21 656	19 545
2 Février	m ³	28	20 057	2 397	17 660	18 291	16 525
3 Mars	m ³	31	16 726	2 654	14 071	15 318	13 911
4 Avril	m ³	30	8 970	2 568	6 401	8 330	7 689
5 Mai	m ³	31	4 068	2 654	1 414	3 927	3 785
6 Juin	m ³	30	2 692	2 568	123	2 679	2 667
7 Juillet	m ³	31	2 660	2 654	6	2 660	2 659
8 Août	m ³	31	2 682	2 654	28	2 679	2 676
9 Septembre	m ³	30	3 274	2 568	705	3 203	3 133
10 Octobre	m ³	31	7 281	2 654	4 627	6 818	6 356
11 Novembre	m ³	30	12 528	2 568	9 959	11 532	10 536
12 Décembre	m ³	31	20 296	2 654	17 642	18 532	16 767
13 TOTAL		365	125 000	31 250	93 750	115 625	106 250
14 Proportion chauffage			75,0%			73,0%	70,6%
15 Proportion base			25,0%	85,6 m ³ base / jr		27,0%	29,4%
16 A : cons. journ.moy. annuelle	m ³ /jr		342,47			316,78	291,10
17 H : cons. journ. moy. de l'hiver	m ³ /jr		618,37			565,09	511,82
18 P : cons. de la journée de pointe en hiver	m ³ /jr		766,69			698,58	630,48
19 Multiplicateur			1,61			1,60	1,59
20 Facteur "pointe" (P x mult. - H)	m ³ /jr		614,97			553,47	491,98
21 Facteur "espace" (H - A)	m ³ /jr		275,90			248,31	220,72
22 Coût de É - Pointe au 01/10/2013	¢/m ³ /jr		155,9			155,9	155,9
23 Coût de É - Espace au 01/10/2013	¢/m ³ /jr		2 882,4			2 882,4	2 882,4
24 Coût de Transport au 01/10/2013	¢/m ³		6,136			6,136	6,136
25 Coût des Inventaires au 01/10/2013	¢/m ³		0,006			0,006	0,006
26 Coût annuel d'Équilibrage	\$		8 911,37			8 020,23	7 129,09
27 Coût annuel de Transport	\$		7 670,00			7 094,75	6 519,50
28 Coût annuel ajust. inventaires F, C, T	\$		7,81			7,03	6,25
29 Coût total É, T & ajust.inventaires F, C, T	\$		16 589,17			15 122,01	13 654,84
30 Variation due à l'efficacité énergétique	\$					(1 467,17)	(2 934,33)
31 Coût unitaire total É, T & ajust.inv. F, C, T	¢/m ³		13,271			13,078	12,852
<u>Facture du client</u>							
32 Facture F,C,T,É,D & ajust.inv.	\$		52 244,11			48 410,02	44 550,27
33	¢/m ³		41,795			41,868	41,930