

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Développement des ventes

Références : (i) Gaz Métro-3, document 3, page 16
(ii) Dossier R-3630-2007, Gaz Métro-2, document 7.4
(iii) Gaz Métro-15, document 3, page 19

Préambule :

En référence (i) :

« Avec la baisse tarifaire de 2011, on remarque que la rentabilité repasse légèrement sous la barre de la rentabilité souhaitée de 9,50 %. »

En référence (ii) :

« Gaz Métro vise une rentabilité globale de son plan de développement qui permettra d'assurer la pérennité de ses activités à long terme. Chaque marché ne génère pas nécessairement le même niveau de rentabilité, considérant les investissements requis et les revenus générés. Certains sont plus rentables et d'autres un peu moins. Il s'agit donc de déterminer un équilibre entre la rentabilité des investissements requis et le développement du réseau afin de maximiser les bénéfices pour les clients actuels et futurs de Gaz Métro.

Cet équilibre a été atteint par le passé en ayant une rentabilité cible du marché résidentiel supérieure à 9,5 %. Plus le développement du marché résidentiel sera rentable, plus l'effet sur les tarifs sera à l'avantage des clients. Une cible élevée de rentabilité du développement du marché résidentiel n'est pas une mauvaise nouvelle pour les clients, tout au contraire. En contrepartie, un objectif de rentabilité trop ambitieux pourrait possiblement réduire le développement du marché résidentiel. Par exemple, une contribution excessive exigée des nouveaux clients ou encore des hausses tarifaires ciblées visant à réduire considérablement l'interfinancement pourrait très certainement générer une rentabilité supérieure mais auraient probablement un impact à la baisse sur le nombre de nouveaux clients. »

En référence (iii) :

« Il est actuellement reconnu que le niveau d'interfinancement du premier palier du tarif D1 est préoccupant. [...] »

Gaz Métro propose donc une augmentation de 2 % des revenus générés au premier palier du tarif (0 – 10 950 m³) qui a été compensée par la baisse aux autres paliers du tarif D1. »

Question :

- 1.1 Veuillez expliquer comment Gaz Métro a établi à 9,5 % le seuil de rentabilité visé pour le secteur résidentiel. Veuillez notamment expliquer le lien entre ce seuil et la rentabilité globale du plan de développement dont il est question en référence (ii).

Réponse :

Tel que souligné à la Régie dans le cadre du dossier R-3630-2007, la cible globale de rentabilité visée par Gaz Métro de 9,5 % n'a pas été établie à l'aide d'un calcul précis, mais représente plutôt un niveau de rendement jugé adéquat pour ce marché, compte tenu du niveau de rendement attendu par le plan global d'investissement et du potentiel de récupération des coûts inhérents aux services demandés pendant la vie utile présumé de ce groupe de clients. De plus, il importe de préciser que le concept de « seuil » utilisé dans la question 1.1 devrait plutôt être associé au coût en capital prospectif annuel (soit de 6,55 % dans le présent dossier), Gaz Métro utilise plutôt le concept de « cible » dans la référence ii.

Historiquement, les objectifs cibles du plan de développement visaient toujours l'atteinte d'un taux entre 9 % et 10 % dans le secteur résidentiel, entre 25 % et 30 % dans le secteur affaires et supérieur à 100 % dans le secteur des grandes entreprises. La gestion diversifiée d'un portefeuille d'investissement nous permet de gérer les impacts de ces développements sur les tarifs futurs tout en assurant l'accès au produit en vertu des articles 77,78 et 79 prévus dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

D'ailleurs, lors de la Cause tarifaire 2008, Gaz Métro avait indiqué que l'objectif de 9,5 % de rentabilité visait « à retourner progressivement à une rentabilité du marché résidentielle qui tend vers celle que Gaz Métro pensait avoir au cours des années passées » (R-3630-2007, Gaz Métro-2, Document-7, p.22). Le but en 2008 était donc de s'assurer que la capacité de développement ne soit pas réduite et que le développement autrefois possible le demeure. La pièce Gaz Métro-3, Document 3 reprend cette idée. Les analyses présentées dans la preuve ont pour but d'évaluer où en est la rentabilité et si le développement possible en 2008 l'est toujours aujourd'hui.

Question :

- 1.2 Veuillez indiquer à quel intervalle et de quelle manière Gaz Métro revoit son objectif de rentabilité.

Réponse :

Gaz Métro met à jour son objectif de rentabilité annuellement. L'objectif est établi par secteur de marché de manière à ce que globalement l'ensemble de ces secteurs génèrent un taux de rendement entre 20 % et 30 %. La rentabilité de chacun des segments de marché est revue en fonction des paramètres de ventes connus pour l'année (évolution des coûts, des tarifs, situation concurrentielle, etc.) de manière à générer un plan de développement équilibré entre les différentes catégories de ventes.

Ainsi, l'objectif par secteur de marché est fixé de façon à assurer l'atteinte d'une rentabilité globale des ventes adéquate qui permettra, toutes choses étant égales par ailleurs, une diminution à long terme des tarifs tout en favorisant au maximum la desserte d'une nouvelle clientèle dans le cadre de ses obligations octroyées par son droit exclusif. L'objectif de rentabilité des nouvelles ventes s'intègre par ailleurs dans une gestion plus globale des impacts tarifaires entraînés par un portefeuille d'investissement prenant en compte non seulement les investissements en nouvelles ventes, mais aussi les investissements non générateurs de revenus de l'entreprise de façon à assurer un équilibre financier adéquat et l'accès à une énergie compétitive pour notre clientèle.

Question :

- 1.3 Veuillez présenter, le cas échéant, l'analyse qui a été faite pour s'assurer que la hausse tarifaire proposée pour réduire l'interfinancement au premier palier du tarif D₁ en 2012 n'ait pas un impact à la baisse sur le nombre de nouveaux clients.

Réponse :

Lors du dossier R-3630-2007, la preuve avait démontré à la Régie qu'une hausse des revenus de distribution permettrait de brancher davantage de clients rentables, sans perdre plus de clients existants, tant que la facture totale des clients n'augmenterait pas de plus de 2 %. De plus, dans la mesure où la composante distribution représente environ la moitié de la facture totale d'un client résidentiel, une hausse telle que celle envisagée ne représente pas une variation suffisante pour détériorer significativement l'avantage concurrentiel du gaz naturel et aucune perte de clients n'est alors à prévoir. D'ailleurs, cette hausse devrait être compensée en partie par une légère baisse du prix de la fourniture. À titre d'exemple, la hausse totale moyenne au deuxième sous-palier du premier palier du tarif D₁ (où se retrouvent principalement les nouveaux clients résidentiels) serait d'à peine 0,4 %, telle que présentée à la réponse 9.4 de la pièce Gaz Métro-15, Document 11.1 (tableau 1, colonne 16, ligne 4).

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Développement des ventes

Référence : Gaz Métro-3, document 4, pages 15 et 16

Préambule :

Gaz Métro présente une description sommaire des programmes PRC et PRRC.

Question :

2.1 Veuillez fournir une description détaillée des programmes PRC et PRRC, tels qu'ils sont appliqués actuellement, en faisant la distinction entre les secteurs résidentiel et commercial. Veuillez traiter notamment des éléments suivants:

- Conditions d'admissibilité (seuils volumétriques, types d'équipements éligibles, etc.)
- Montants d'aide financière accordée (méthode d'établissement de la grille préétablie, grille utilisée actuellement, etc.)
- Modalités de versement de l'aide financière (réduction de tarif ou montant unique au client ou à l'entrepreneur, etc.).
- Engagement du bénéficiaire de la subvention et mode de recouvrement en cas de non respect de l'engagement (méthode d'établissement, forme de l'engagement, etc.).
- Modalités de participation au programme (Demande spécifique du client ou de l'entrepreneur, offre systématique à tous les clients ou autre).
- Possibilités de combiner plus d'un programme (PGEÉ, FEÉ, CASEP, etc.) et modalités d'application.

Réponse :

Programme de PRC

La description du programme est présentée au dossier R-3529-2004, SCGM-2, Document 8, annexe 1, l'objectif du Programme de rabais à la consommation (PRC) est de favoriser la consommation de gaz naturel par l'implantation d'équipement utilisant ce combustible. Ces implantations d'équipement doivent s'inscrire à l'intérieur de l'un des deux champs d'application suivants :

- 1) L'augmentation des volumes de gaz retirés chez un client existant (article 2.1.1).
- 2) La réalisation d'une nouvelle vente de gaz chez un nouveau client (article 2.1.2).
 - Le PRC peut être offert à toute personne qui encourt des dépenses admissibles visées par le programme. Les conditions d'admissibilité diffèrent entre les marchés car l'engagement contractuel et l'obligation minimale de consommer n'est pas requise pour les nouvelles constructions visant les clients aux tarifs D_1 , D_3 ou D_M , incluant les clients résidentiels ainsi que les promoteurs ou constructeurs, en excluant les clients qui utilisent le gaz naturel majoritairement pour des procédés. La valeur du rabais à la consommation est établie de manière à offrir au client de rentabiliser, de manière juste et raisonnable, l'implantation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel. Les équipements admissibles au PRC sont les appareils de chauffage, les appareils de chauffe-eau et les appareils pour les procédés.
 - Le montant d'aide financière est déterminé pour les volumes de consommation annuel de 75 000 m³ et moins selon des grilles préétablies reflétant les volumes de consommation et le type d'équipement prévus. La grille est établie à partir des analyses de surcoût entre les technologies et les sources d'énergie. Les grilles actuellement utilisées sont fournies en annexe. Pour le marché affaires 75 000 m³ et plus, l'aide financière est déterminée par les représentants attirés audit marché. Il s'agit d'une analyse au « cas par cas » en fonction d'un calcul de revenu requis, tout en se référant à la grille d'aide financière établie pour les 75 000 m³ et moins.
 - L'aide financière est versée en un montant unique au client ou à l'entrepreneur, selon le cas.
 - Pour être éligible au PRC, le bénéficiaire doit s'engager par contrat à consommer du gaz naturel pour un terme initial d'au moins cinq ans. Le cas échéant, Gaz Métro peut facturer le client conformément à l'article 6.1.2 des *Conditions de service et Tarif*. En cas de non-paiement, les étapes de recouvrement à la date d'échéance prévues au document *Conditions de service et Tarif* s'appliquent.
 - L'aide financière – le PRC – est accordée dans le cadre d'une nouvelle vente chez un nouveau client ou un ajout de volumes chez un client existant. Dans le cas d'un entrepreneur, il doit satisfaire aux critères de taux de pénétration du gaz naturel dans un projet, exigé par Gaz Métro, pour avoir droit à l'aide financière. Le PRC est offert de manière systématique à tous les clients qui remplissent les critères d'admissibilité spécifiques au programme. Il faut se rappeler que l'objectif du PRC est de favoriser la consommation du gaz naturel par l'implantation d'équipements utilisant ce combustible. L'aide financière est, donc, mise de l'avant par Gaz Métro dans les offres commerciales.
 - Oui, il est possible de combiner plus d'un programme. Un client qui convertit ses équipements du mazout vers le gaz naturel peut bénéficier tant du Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) que du PRC. Les subventions ne doivent jamais dépasser 100 % des dépenses admissibles.

Si le client opte pour un appareil à haute efficacité, il peut également bénéficier des programmes du Plan global en efficacité énergétique (PGEE) de Gaz Métro. Ce dernier peut aussi bénéficier d'une subvention du Fonds en efficacité énergétique (FEE) dans la mesure qu'il satisfait aux exigences des programmes offerts.

Programme de PRRC

La description du programme est présentée au dossier R-3529-2004, SCGM-2, Document 8, annexe 2, l'objectif du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) est de maintenir auprès de la clientèle résidentielle commerciale, industrielle et institutionnelle la fourniture en gaz naturel comme principale source d'énergie. Les champs d'application du programme PRRC sont les suivants :

- 1) Le remplacement, si jugé nécessaire par le distributeur, d'équipements à gaz naturel par un équipement neuf d'une efficacité équivalente ou supérieure (article 2.1.1).
- 2) L'amélioration d'équipements à gaz naturel par le remplacement, la réparation ou l'ajout de composantes (article 2.1.2).
- 3) Les études préliminaires jugées nécessaires par le distributeur (article 2.1.3).

- Le PRRC peut être offert à tout client existant du distributeur qui encourt des dépenses admissibles en vertu du programme. Les remplacements, réparations ou ajustements visés par le programme doivent être approuvés par Gaz Métro et être définis à l'intérieur des limites d'admissibilité suivantes :

- 1) Le remplacement d'équipements à gaz pour les appareils âgés de 10 ans et plus (article 2.2.1.1);
- 2) Les remplacements d'équipements à gaz pour les systèmes âgés de moins de 10 ans lorsque ceux-ci font l'objet d'une offre issue d'un programme commercial d'un autre distributeur d'énergie ou lorsque le remplacement est jugé nécessaire par Gaz Métro (article 2.2.1.2); et
- 3) Les réparations ou ajustements et cela, peu importe l'âge des équipements (2.2.1.3).

La valeur du rabais à la consommation est établie de manière à offrir au client la possibilité de rentabiliser de façon juste et raisonnable le remplacement ou la réparation d'équipements utilisant présentement le gaz naturel (article 2.3.1). Les équipements admissibles au PRRC sont les appareils de chauffage, les appareils de chauffe-eau et les appareils pour les procédés.

- Le montant d'aide financière est déterminé pour les volumes de consommation annuel de 75 000 m³ et moins selon des grilles préétablies reflétant les volumes de consommation et le type d'équipement prévu. Les grilles actuellement utilisées sont fournies en annexe.

Les grilles sont établies à partir des analyses de surcoût entre les technologies et les sources d'énergies Pour le marché affaires 75 000 m³ et plus, l'aide financière est déterminée par les représentants attirés au dit marché. Il s'agit d'une analyse au «cas par cas» en fonction d'un calcul de revenu requis tout en se référant à la grille d'aide financière établie pour les 75 000 m³ et moins.

- L'aide financière est versée en un montant unique au client.

Pour être éligible au PRRC, le bénéficiaire doit s'engager par contrat à consommer du gaz naturel pour un terme initial d'au moins cinq ans. Le cas échéant, Gaz Métro peut facturer le client conformément à l'article 6.1.2 des *Conditions de service et Tarif*. En cas de non-paiement, les étapes de recouvrement à la date d'échéance prévues au document *Conditions de service et Tarif* s'appliquent.

- L'aide financière – le PRRC – est accordée dans le cadre d'un remplacement, si jugé nécessaire par le distributeur, d'équipements à gaz naturel par un équipement neuf d'une efficacité équivalente ou supérieure ou d'amélioration d'équipements à gaz par le remplacement, la réparation ou l'ajout de composantes ou pour des études préliminaires jugées nécessaires par Gaz Métro. Le PRRC est offert de manière systématique à tous les clients qui remplissent les critères d'admissibilité spécifiques au programme. Il faut se rappeler que l'objectif du PRRC est de maintenir auprès de la clientèle, la fourniture en gaz naturel comme principale source d'énergie. L'aide financière est mise de l'avant par Gaz Métro dans les offres commerciales.
- Oui, il est possible de combiner plus d'un programme. Un client qui remplace ses équipements à gaz naturel par des équipements neufs à gaz naturel d'une efficacité supérieure peut bénéficier du PGEÉ. Ce dernier peut aussi bénéficier d'une subvention du FEÉ dans la mesure où il satisfait aux exigences des programmes offerts.

2.2 Veuillez fournir pour les années 2006 à 2010 le montant total des subventions accordées pour chacun des deux programmes en présentant le détail par palier tarifaire et par secteur. Pour le premier palier du tarif D₁, veuillez fournir les données par sous-palier (1_{a-b}, 1_c et 1_d).

Réponse :

Pour les années 2006-2009, Gaz Métro ne possède pas les données de manière détaillée permettant de répondre adéquatement à la question. Le tableau qui suit présente néanmoins l'information demandée pour l'année financière 2009-2010.

Il convient de mentionner qu'il s'agit des montants engagés durant l'année financière 2009-2010. Il existe une légère variation avec les données présentées aux pages 15-16 du rapport d'évaluation puisque dans le cas de ces derniers, il s'agit des sommes officiellement déboursées durant l'année financière 2009-2010.

Montant total des subventions accordées par programme et marché pour les différents palliers tarifaires

Palliers tarifaires	PRC AFFAIRES		PRC RÉSIDENTIEL		PRRC AFFAIRES		PRRC RÉSIDENTIEL	
	Nombre	PRC total	Nombre	PRC total	Nombre	PRC total	Nombre	PRC total
D ₁ 0-1 095 m ³	10	- \$	2 109	1 225 700	1	369 \$	163	63 840 \$
D ₁ 1 095-3 650 m ³	341	293 765 \$	2 631	4 707 555	30	26 464 \$	1 289	581 985 \$
D ₁ 3 650-10 950 m ³	683	1 146 620 \$	168	378 626	231	514 288 \$	410	235 975 \$
D ₁ 10 950-36 950 m ³	760	1 770 323 \$	64	307 200	495	2 385 294 \$	4	1 800 \$
D ₁ 36 950-109 500 m ³	360	1 683 729 \$	36	303 500	323	3 140 753 \$	-	- \$
D ₁ 109 500-365 000 m ³	98	509 459 \$	7	110 000	86	1 031 038 \$	-	- \$
D ₁ 365 000- 1 095 000 m ³	18	197 250 \$	-	-	18	85 000 \$	-	- \$
D ₁ 1 095 000-3 650 000 m ³	4	- \$	-	-	-	- \$	-	- \$
D ₁ 3 650 000 m ³ et plus	-	- \$	-	-	-	- \$	-	- \$
D _m	117	884 100 \$	-	-	302	185 640 \$	-	- \$
TOTAL	2 391	6 485 246 \$	5 015	7 032 581 \$	1 486	7 368 846 \$	1 866	883 600 \$

Source : Base client, 2009-2010.

GRILLE 1

GRILLE DE CHAUFFAGE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS ET PLUS) — CLIENTS SUR RÉSEAU

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} octobre 2008

Strate pi ³	m ³
* < 20 000	Voir note
20 000 à 29 999	2 000
30 000 à 39 999	3 000
40 000 à 49 999	4 000
50 000 à 59 999	5 000
60 000 à 69 999	6 000
70 000 à 79 999	7 000
80 000 à 89 999	8 000
90 000 à 99 999	9 000
100 000 à 109 999	10 000
110 000 à 124 999	11 000
125 000 à 139 999	13 000
140 000 à 154 999	14 000
155 000 à 169 999	16 000
170 000 à 184 999	17 000
185 000 à 199 999	19 000
200 000 à 219 999	20 000
220 000 à 239 999	23 000
240 000 à 269 999	25 000
270 000 à 299 999	28 000
300 000 à 339 999	31 000
340 000 à 389 999	34 000
390 000 à 439 999	37 000
440 000 à 489 999	40 000
490 000 à 549 999	43 000
550 000 à 599 999	46 000
600 000 à 649 999	49 000
650 000 à 699 999	53 000
700 000 à 749 999	56 000
750 000 à 809 999	59 000
810 000 à 859 999	63 000
860 000 à 909 999	67 000
910 000 à 959 999	71 000
960 000 à 1 001 000	75 000

Note : Pour les volumes d'air à chauffer inférieurs à 20 000 pi³, utilisez la formule suivante. Veuillez noter que le volume maximum accordé pour les espaces de moins de 20 000 pi³ est de 2 000 m³.

$$\text{Btu installés} \div 35\,910 \times 1\,050 \text{ h} = \text{volume en m}^3$$

GRILLE 2

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES
ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS ET PLUS) — CHAUFFAGE —
CLIENTS SUR RÉSEAU

<p>Conversion de système au mazout (nouveau client) Conversion de système à l'électricité (nouveau client) Nouvelle construction Nouvelle vocation⁽¹⁾</p>

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} octobre 2008

Consommation (m ³)	Rabais \$ ⁽²⁾ PRC	
	Chaudière ⁽³⁾	Air chaud et radiant ⁽⁴⁾
3 000 à 3 999	3 000	2 000
4 000 à 4 999	3 900	2 200
5 000 à 5 999	4 500	2 400
6 000 à 7 999	5 000	2 600
8 000 à 9 999	5 900	2 800
10 000 à 11 999	7 000	3 100
12 000 à 13 999	7 500	3 500
14 000 à 15 999	7 700	3 700
16 000 à 17 999	8 200	4 100
18 000 à 19 999	8 500	4 300
20 000 à 21 999	9 000	4 800
22 000 à 23 999	9 300	5 300
24 000 à 25 999	9 500	5 600
26 000 à 27 999	9 700	5 900
28 000 à 29 999	10 000	6 800
30 000 à 31 999	10 400	7 500
32 000 à 33 999	11 000	8 000
34 000 à 35 999	11 300	8 500
36 000 à 39 999	11 500	9 000
40 000 à 44 999	11 600	9 700
45 000 à 49 999	11 800	10 500
50 000 à 54 999	12 100	11 100
55 000 à 59 999	12 400	11 800
60 000 à 64 999	12 800	12 600
65 000 à 69 999	13 000	12 800
70 000 à 75 000	13 300	13 000

- (1) Utiliser les montants de la grille ci-dessus même si l'aide financière pour la nouvelle vocation fait partie du PRC. Vous devez compléter l'annexe 10.
- (2) L'aide financière de PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais PRC (programme de rabais à la consommation) et PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.
- (3) Système de chauffage alimenté par une chaudière.
- (4) Système de chauffage alimenté par un aérotherme, unité de toit, fournaise ou système à infrarouge.

GRILLE 3

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES
ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS ET PLUS) — CHAUFFAGE —
CLIENTS SUR RÉSEAU

Ajout de charge avec conversion
Conversion de systèmes au propane (nouveau client)

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} octobre 2008

Consommation (m ³)	Rabais \$(¹) PRC	
	Chaudière(²)	Air chaud et radiant(³)
3 000 à 3 999	1 500	1 000
4 000 à 4 999	1 950	1 100
5 000 à 5 999	2 250	1 200
6 000 à 7 999	2 500	1 300
8 000 à 9 999	2 950	1 400
10 000 à 11 999	3 500	1 550
12 000 à 13 999	3 750	1 750
14 000 à 15 999	3 850	1 850
16 000 à 17 999	4 100	2 050
18 000 à 19 999	4 250	2 150
20 000 à 21 999	4 500	2 400
22 000 à 23 999	4 650	2 650
24 000 à 25 999	4 750	2 800
26 000 à 27 999	4 850	2 950
28 000 à 29 999	5 000	3 400
30 000 à 31 999	5 200	3 750
32 000 à 33 999	5 500	4 000
34 000 à 35 999	5 650	4 250
36 000 à 39 999	5 750	4 500
40 000 à 44 999	5 800	4 850
45 000 à 49 999	5 900	5 250
50 000 à 54 999	6 050	5 550
55 000 à 59 999	6 200	5 900
60 000 à 64 999	6 400	6 300
65 000 à 69 999	6 500	6 400
70 000 à 75 000	6 650	6 500

- (1) L'aide financière de PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais PRC (programme de rabais à la consommation) et PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.
- (2) Système de chauffage alimenté par une chaudière.
- (3) Système de chauffage alimenté par un aérotherme, unité de toit, fournaise ou système à infrarouge.

GRILLE 4

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES
ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS ET PLUS) — CHAUFFAGE —
CLIENTS SUR RÉSEAU

Ajout de charge sans conversion

Date d'entrée en vigueur: 1^{er} octobre 2008

Consommation (m ³)	Rabais \$(¹) PRC	
	Chaudière(²)	Air chaud et radiant(³)
3 000 à 3 999	750	500
4 000 à 4 999	975	550
5 000 à 5 999	1 125	600
6 000 à 7 999	1 250	650
8 000 à 9 999	1 475	700
10 000 à 11 999	1 750	775
12 000 à 13 999	1 875	875
14 000 à 15 999	1 925	925
16 000 à 17 999	2 050	1 025
18 000 à 19 999	2 125	1 075
20 000 à 21 999	2 250	1 200
22 000 à 23 999	2 325	1 325
24 000 à 25 999	2 375	1 400
26 000 à 27 999	2 425	1 475
28 000 à 29 999	2 500	1 700
30 000 à 31 999	2 600	1 875
32 000 à 33 999	2 750	2 000
34 000 à 35 999	2 825	2 125
36 000 à 39 999	2 875	2 250
40 000 à 44 999	2 900	2 425
45 000 à 49 999	2 950	2 625
50 000 à 54 999	3 025	2 775
55 000 à 59 999	3 100	2 950
60 000 à 64 999	3 200	3 150
65 000 à 69 999	3 250	3 200
70 000 à 75 000	3 325	3 250

- (1) L'aide financière de PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais PRC (programme de rabais à la consommation) et PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.
- (2) Système de chauffage alimenté par une chaudière.
- (3) Système de chauffage alimenté par un aérotherme, unité de toit, fournaise ou système à infrarouge.

GRILLE 5

GRILLE SPÉCIFIQUE POUR UN BÂTIMENT ALIMENTÉ
PAR UN BRANCHEMENT D'IMMEUBLE POUVANT
COMPORTER PLUSIEURS COMPTEURS
— CHAUFFAGE — CLIENTS SUR RÉSEAU
(exemples : condos commerciaux ou industriels,
locaux de centres commerciaux)

Nouvelle construction
Nouvelle vocation ⁽¹⁾
Conversion

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} octobre 2008

Consommation (m ³)	Rabais \$ ⁽²⁾ PRC
2 000 à 2 999	1 000
3 000 à 3 999	1 400
4 000 à 4 999	1 500
5 000 à 5 999	1 700
6 000 à 7 999	1 800
8 000 à 9 999	1 950
10 000 à 11 999	2 150
12 000 à 13 999	2 450
14 000 à 15 999	2 600
16 000 à 17 999	2 850
18 000 à 19 999	3 000
20 000 à 21 999	3 350
22 000 à 23 999	3 700
24 000 à 25 999	3 900
26 000 à 27 999	4 150
28 000 à 29 999	4 750
30 000 à 31 999	5 250
32 000 à 33 999	5 600
34 000 à 35 999	5 950
36 000 à 39 999	6 300
40 000 à 44 999	6 800
45 000 à 49 999	7 350
50 000 à 54 999	7 750
55 000 à 59 999	8 250
60 000 à 64 999	8 800
65 000 à 69 999	8 950
70 000 à 75 000	9 100

- (1) Utiliser les montants de la grille ci-dessus même si l'aide financière pour la nouvelle vocation fait partie du PRRC. Vous devez compléter l'annexe 10.
- (2) L'aide financière de PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais PRC (programme de rabais à la consommation) et PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.

GRILLE 6

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ AFFAIRES ET LE MULTILOCATIF (4 LOGEMENTS ET PLUS) — EAU CHAUDE SANITAIRE OU PROCÉDÉ — CLIENT SUR RÉSEAU

Date d'entrée en vigueur : 1^{er} octobre 2008

Consommation (m ³)	Rabais \$ ⁽¹⁾⁽²⁾ PRC
3 000 à 3 999	750
4 000 à 4 999	975
5 000 à 5 999	1 125
6 000 à 7 999	1 250
8 000 à 9 999	1 475
10 000 à 11 999	1 750
12 000 à 13 999	1 875
14 000 à 15 999	1 925
16 000 à 17 999	2 050
18 000 à 19 999	2 125
20 000 à 21 999	2 250
22 000 à 23 999	2 325
24 000 à 25 999	2 375
26 000 à 27 999	2 425
28 000 à 29 999	2 500
30 000 à 31 999	2 600
32 000 à 33 999	2 750
34 000 à 35 999	2 825
36 000 à 39 999	2 875
40 000 à 44 999	2 900
45 000 à 49 999	2 950
50 000 à 54 999	3 025
55 000 à 59 999	3 100
60 000 à 64 999	3 200
65 000 à 69 999	3 250
70 000 à 75 000	3 325

(1) L'aide financière de PEÉ s'additionne à ce montant si les appareils installés sont à haute efficacité (voir la liste des appareils admissibles). Toutefois, le montant des rabais PRC (programme de rabais à la consommation) et PEÉ (programme d'efficacité énergétique) ne peuvent excéder le montant des dépenses admissibles.

(2) Excluant les équipements de cuisson de la restauration

GRILLE 7

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LES NOUVELLES CONSTRUCTIONS RÉSIDENTIELLES

Résidence de type unifamilial		
	Frais de raccordement⁽¹⁾	Aide financière
Installation d'un système de chauffage central	300 \$	1 000 \$
Installation d'un système de chauffage central et d'un chauffe-eau	300 \$	1 500 \$
Trio d'équipements ou duo, incluant un chauffe-eau ou un chauffe-piscine creusée (excluant un barbecue et un chauffe-patio)	À évaluer*	0 \$
Autres équipements	À évaluer*	0 \$
Duplex/triplex		
Installation d'un système de chauffage central	300 \$	1 000 \$ par logement
Installation d'un système de chauffage central et d'un chauffe-eau	300 \$	1 500 \$ par logement
Trio d'équipements ou duo, incluant un chauffe-eau ou un chauffe-piscine creusée (excluant un barbecue et un chauffe-patio)	À évaluer*	0 \$
Autres équipements	À évaluer*	0 \$
Copropriété		
Installation d'un système de chauffage central	300 \$	1 000 \$ par logement
Installation d'un système de chauffage central et d'un chauffe-eau	300 \$	1 500 \$ par logement
Trio d'équipements ou duo, incluant un chauffe-eau ou un chauffe-piscine creusée (excluant un barbecue et un chauffe-patio)	À évaluer*	0 \$
Autres équipements	À évaluer*	0 \$
Aires communes et garage	300 \$	À évaluer*

(1) Les frais de raccordement de 300 \$ sont payables en un versement ou répartis en 24 mensualités de 12,50 \$ sans intérêt.

* À vérifier avec le représentant Ventes résidentielles.

Grille d'aide financière – marché résidentiel

GRILLE 8

GRILLE D'AIDE FINANCIÈRE POUR LE MARCHÉ RÉSIDENTIEL – BÂTIMENTS UDT EXISTANTS SUR RÉSEAU

CONVERSION						
Appareil	Chauffage à air chaud	Chauffage à eau chaude (cuivre ou acier)	Chauffage à eau chaude (fonte)	Conversion du chauffe-eau	Prise additionnelle	Thermostat programmable
Rabais PRC ¹	900\$	1 100\$	1 400\$	500\$ ³	100\$ ⁴	
Rabais PGEÉ ²		700\$	700\$	450\$ ⁴		30\$
Total	900\$	1 800\$	2 100\$	950\$	100\$	30\$

¹ PRC : Programme de rabais à la consommation.

² PGEÉ : Plan global en efficacité énergétique. Modèles admissibles selon les normes Energy Star® (voir le site de l'Office de l'efficacité énergétique).

³ Le montant est applicable seulement si la conversion est effectuée en même temps que le système de chauffage.

⁴ Une aide financière supplémentaire de 450\$ provenant du PGEÉ est offerte pour l'installation d'un chauffe-eau instantané ou à condensation.

Le rabais de 100\$ par prise additionnelle est applicable pour les appareils suivants : cuisinière, foyer, sècheuse ou barbecue.

Le montant du rabais du PRC ne peut excéder le montant des dépenses admissibles.

Une preuve de consommation annuelle pour le chauffage doit être jointe au contrat (consommation annuelle antérieure de mazout).

→ **Installation d'un système de chauffage standard** : 15% de la consommation annuelle antérieure sera soustraite, correspondant au gain en efficacité énergétique découlant du remplacement des équipements. La consommation obtenue servira à déterminer le rabais additionnel à octroyer.

→ **Installation d'un système de chauffage à haute efficacité énergétique** : 25% de la consommation annuelle antérieure sera soustraite, correspondant au gain en efficacité énergétique découlant du remplacement des équipements. La consommation obtenue servira à déterminer le rabais additionnel à octroyer.

Précision importante : Cette grille est applicable uniquement pour les clients de catégorie UDT (unifamiliale, duplex et triplex).

PROGRAMME DE REMPLACEMENT D'APPAREIL (PRÉGAZ)						
Appareil	Chauffage à air chaud	Chauffage à eau chaude (cuivre, acier ou fonte)	Remplacement du chauffe-eau	Conversion du chauffe-eau	Prise additionnelle ⁶	Thermostat programmable
Rabais PRRC ¹	200\$	200\$		200\$ ⁵	100\$ ⁶	
Rabais PRRC (travaux chauffe-eau – Apport d'air frais ou chemisage de la cheminée) ²			220\$	220\$		
Rabais PGEÉ ³		700\$	450\$ ⁴	450\$ ⁴		30\$
Total	200\$	900\$	670\$	870\$	100\$	30\$

¹ PRRC : Programme de rétention de rabais à la consommation.

² Le rabais de 220\$ est applicable seulement pour les travaux d'apport d'air frais ou de chemisage de la cheminée. Disponible jusqu'en juin 2010.

³ PGEÉ : Plan global en efficacité énergétique. Modèles admissibles selon les normes Energy Star® (voir le site de l'Office de l'efficacité énergétique).

⁴ Le rabais de 450\$ est applicable seulement pour un chauffe-eau instantané ou à condensation.

⁵ Le rabais de 200\$ est applicable seulement pour une conversion du chauffe-eau au même moment que le remplacement de l'appareil de chauffage.

⁶ Le rabais de 100\$ est applicable par prise additionnelle pour les périphériques suivants : cuisinière, foyer, sècheuse ou barbecue. Une prise additionnelle de périphérique se définit comme suit : tuyauterie de gaz naturel installée selon les normes et les codes permettant le branchement et l'alimentation immédiate ou future en gaz naturel d'un appareil autre que le générateur d'air chaud et le chauffe-eau. La conduite de gaz naturel sera installée jusqu'à l'emplacement planifié de l'appareil périphérique.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Développement des ventes

Référence : Gaz Métro-3, document 4, pages 116, 118, 120, 123 et 125

Préambule :

Gaz Métro présente l'impact d'une diminution ou de l'abolition éventuelle du PRC et du PRRC.

Question :

3.1 Veuillez présenter une analyse de la rentabilité réelle du PRC et du PRRC pour les années 2006 à 2010. Veuillez présenter les résultats distinctement pour la nouvelle construction résidentielle et affaires, la conversion résidentielle et affaires et le maintien de la clientèle résidentielle et affaires. Veuillez fournir le détail des hypothèses utilisées pour ces analyses.

Réponse :

La réalisation de l'analyse de la rentabilité réelle des programmes PRC et PRRC demandée requiert l'ensemble des données nécessaires à la réalisation d'une analyse de rentabilité *a posteriori* afin de permettre la détermination réelle de l'impact sur les tarifs. Par sa décision D-2010-091, la Régie demandait à Gaz Métro de présenter un suivi de la rentabilité *a posteriori*, intégrant graduellement des données réelles au fil des années de réalisation du plan, dans les prochains dossiers d'examen du rapport annuel. Compte tenu de la faible proportion de données réelles disponibles et de la charge de travail associée au calcul de rentabilité de chaque plan de développement, la Régie de l'énergie a accepté¹ la proposition de Gaz Métro de présenter à compter du plan de ventes 2009, pour le marché résidentiel, le résultat de l'analyse *a posteriori* du plan de vente à la troisième année ainsi qu'à la sixième année après la présentation du plan de développement *a priori*. De plus, pour le marché affaires, par cette même décision la Régie a accepté de reporter au dossier d'examen du rapport annuel 2011 la présentation de la rentabilité *a posteriori* du plan de développement 2009 du marché affaires ainsi que la méthodologie développée pour ce marché.

¹ D-2011-73, paragraphes 54 et 63

Par conséquent, compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro n'est pas en mesure de produire une analyse de rentabilité réelle du PRC et du PRRC pour les années 2006 à 2010.

Question :

- 3.2** Veuillez présenter un comparatif des volumes prévus et des volumes réels consommés par les participants au PRC et au PRRC pour les années 2006 à 2010. Veuillez présenter les résultats distinctement pour la nouvelle construction résidentielle et affaires, la conversion résidentielle et affaires et le maintien de la clientèle résidentielle et affaires.

Réponse :

Gaz Métro considère que la participation aux programmes PRC et PRRC est effective lorsque l'aide financière a été versée, soit après que Gaz Métro ait inspecté et approuvé les travaux conformément à l'article 2.4.6 du Programme de rabais à la consommation P.R.C². ou 2.4.4 du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation P.R.R.C³. Ainsi, les volumes pour une consommation prévue de 12 mois engagés contractuellement à une certaine année peuvent se réaliser quelques années plus tard. De plus, selon les modalités approuvées des programmes, certains types de clients, n'ont pas à s'engager contractuellement à consommer ou n'ont pas d'obligation minimale annuelle. Finalement, la mesure de la consommation des clients participants n'est pas spécifique aux champs d'application des programmes mais plutôt à la consommation globale. Ainsi, il devient donc impossible de réconcilier, à titre d'exemple, la consommation spécifique d'un appareil tel le remplacement d'un chauffe-eau à l'ensemble de la consommation mesurée chez le client. Gaz Métro tente présentement de développer une méthodologie pour la mesure de rentabilité *a posteriori* pour le marché affaires. Cette méthodologie devrait être présentée au dossier d'examen du rapport annuel 2011.

Compte tenu de ce qui précède Gaz Métro n'est pas en mesure de présenter l'ensemble du comparatif demandé.

Question :

- 3.3** Veuillez présenter une analyse de la rentabilité pour les participants-types aux deux programmes. Veuillez fournir le détail des hypothèses utilisées pour ces analyses.

Réponse :

Gaz Métro a utilisé à la section 6 de la pièce en référence des participants-types par marché et par programme afin de mesurer la rentabilité des programmes en termes de

² Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2005, R-3529-2004, SCGM-2, Document 8, annexe 1

³ Société en commandite Gaz Métro, Cause tarifaire 2005, R-3529-2004, SCGM-2, Document 8, annexe 2

contribution tarifaire marginale. Ainsi, pour chaque scénario envisagé, la baisse tarifaire générée par un client-type est multiplié par le nombre de clients perdus et le résultat est ensuite réduit des économies d'aides financières réalisées afin d'obtenir l'effet net d'une telle mesure sur la clientèle.

Pour l'établissement des caractéristiques d'un client type, les caractéristiques moyennes des participants aux programmes ont été utilisées selon l'information disponible pour l'année 2010. Voici, par programme et par marché, les caractéristiques de ces participants-types et la rentabilité individuelle de ceux-ci.

Détails des caractéristiques des participants-types par programmes

	PRC			PRRC	
	Résidentiel		Affaires	Résidentiel	Affaires
	<i>NCR</i>	<i>Conversion</i>			
Volume annuel (m ³)	1 929,99	3 014,51	24 895,91	2 845,55	41 266,29
PRC/PRRC net (\$)	1 532,13	2 031,68	4 367,17	490,34	7 405,88
Coût de raccordement (\$)	1 553,61	3 017,22	4 210,59	0,00	15,80
Coût de conduite (\$)	873,11	134,06	2 324,94	0,00	0,00
Contribution raccordement (\$)	-283,70	-250,11	-121,41	0,00	0,00
Contribution client avant travaux (\$)	0,00	0,00	-11,61	0,00	0,00
Contribution client après travaux (\$)	-53,44	-0,85	-0,44	0,00	0,00
Taux D (¢/m ³)	30,52	30,19	16,13	30,31	16,61
TRI	10,95 %	13,17 %	23,47 %	> 100 %	> 100 %
Contribution tarifaire 40 ans	-2 897,09	-5 715,91	-29 852,30	-10 965,46	-86 737,25

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 1, page 23

Préambule :

Tableau 3 Hypothèses retenues (\$/GJ)

Question :

4.1 Veuillez présenter le différentiel de lieu pour Dawn à chacune des 3 années.

Réponse :

Les différentiels de lieu moyens pour les achats projetés à Dawn pour les trois années du plan d'approvisionnement sont les suivants :

2011-2012 : 0,957 \$/GJ ou 3,49 ¢/m³;

2012-2013 : 0,972 \$/GJ ou 3,68 ¢/m³; et

2013-2014 : 0,910 \$/GJ ou 3,45 ¢/m³.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

- Références :**
- (i) Gaz Métro-4, document 1, page 58
 - (ii) <http://www.transcanada.com/customerexpress/888.html>, Contract demand Energy, May 3 2011
 - (iii) <http://www.transcanada.com/customerexpress/888.html>, Contract demand Energy Archive, May 2010

Préambule :

- (i) « TCPL n'a pas rendu disponible des capacités de transport vers GMi EDA autres qu'avec un point de livraison à Empress. Ainsi, Gaz Métro ou les tierces parties n'ont pu contracter de la capacité sur des tronçons en aval de Dawn vers GMi EDA. »
- (ii) Contract number 39499, 39500, 39571, 37573, 39572, 36866, 36886
- (iii) Contract number 39499, 39500, 37573, 36866, 36886

Question :

- 5.1** Veuillez concilier l'affirmation citée en référence (i) avec le fait que certains courtiers détiennent des capacités ayant Iroquois comme point de réception et GMi EDA comme point de livraison, comme en témoignent les références (ii) et (iii) et que ces quantités soient en croissance depuis l'année dernière ?

Réponse :

Certains courtiers détiennent effectivement des capacités de transport ayant Iroquois comme point de réception et GMi EDA comme point de livraison.

Les deux contrats identifiés les plus récents (39571 et 39572) qui débutent le 1^{er} novembre 2010 avaient déjà été conclus avant le 30 avril 2010. Ces capacités n'avaient pas encore été affichées sur le site internet de TCPL en mai 2010, ce qui n'est pas inhabituel dans les pratiques de TCPL, les contrats n'étant pas en vigueur.

TCPL affiche la mention suivante sur son site qui précise les critères de soumission pour les diverses capacités disponibles sur son réseau :

« TransCanada is not accepting bids for firm service from all export points unless otherwise listed in the table above »

<http://www.transcanada.com/customerexpress/2861.html>

On peut constater en consultant le document sur le site de TransCanada qu'Iroquois n'est pas indiqué dans la liste. L'affirmation de Gaz Métro n'est donc pas en contradiction avec l'information émise par TransCanada.

Question :

- 5.2** Quelles sont, selon Gaz Métro, les quantités de transport Iroquois-GMi EDA qui seraient susceptibles d'être rendues disponibles par TCPL?

Réponse :

Le point Iroquois étant en aval de la jonction des deux segments de TransCanada (segment nord depuis North-Bay et segment sud depuis Maple-Toronto). Gaz Métro suppose que la totalité de la capacité disponible pour la zone de livraison GMi EDA pourrait être disponible sur le segment Iroquois-GMi EDA.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 1, page 58

Préambule :

« La demande de la clientèle en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété qui utilise le service de transport de Gaz Métro (achat direct) requiert dorénavant la presque totalité du transport entre Empress et GMi EDA. Tel que présenté à la pièce Gaz Métro-8, Document 13, page 2, la totalité des capacités de transport entre Empress et GMi EDA est de 7 539 10³m³/jour à compter de novembre 2011 (ligne 3). La nomination moyenne prévue en 2012 pour la clientèle en achat direct est de 6 802 10³m³/jour, soit 90 % de la capacité de transport disponible sur ce tronçon. Pour le mois d'avril 2011, la nomination quotidienne de cette clientèle s'élève même à 7 363 10³m³/jour. »

Question :

- 6.1** Veuillez présenter un bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH couvrant la période d'octobre 2010 à avril 2011. Ce bilan devra montrer les livraisons des clients en achat direct et le transport disponible pour les clients en gaz de réseau. Les nominations quotidiennes maximales mensuelles des clients en achat direct devront également être présentées.

Réponse :

Le tableau ci-joint présente les données quotidiennes.

Il est à noter que durant les 15 premiers jours d'octobre 2010 des ventes de transport FTLH non utilisés ont été effectuées.

Bilan mensuel de l'utilisation de la capacité de transport FTLH (10³m³/jour)

	oct-10	nov-10	déc-10	janv-11	févr-11	mars-11	avr-11
Capacité transport Empress- GMi EDA	11 404	8 745					
FTLH - EDA	8 677	5 014	5 014	5 014	5 014	5 014	4 354
FTLH - NDA	405	405	405	405	405	405	405
Cession d'optimisation	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 323	2 982
Transport par échange	-	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004	1 004
Volume en achat direct [moyen]	7 497	6 106	6 253	6 309	6 517	6 481	6 883
Volume en gaz de réseau [moyen]	4 015	2 682	2 549	2 519	2 297	2 306	1 935
Achats contractés	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925	1 925
Achats "Spot"	2 091	757	624	595	372	381	11
Gaz de compression (GC) inclus	(109)	(43)	(56)	(83)	(68)	(42)	(73)
Volume en gaz de réseau excluant GC	3 907	2 639	2 492	2 436	2 228	2 264	1 862
Volume en achat direct [maximum]	7 993	6 115	6 253	6 309	6 521	6 482	6 884

Note : Les contrats de gaz d'appoint sont exclus de l'analyse

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 1, page 59

Préambule :

« Considérant l'ensemble des éléments mentionnés ci-dessus, Gaz Métro doit évaluer l'opportunité de contracter des outils de transport additionnels sur le tronçon Dawn – GMi EDA. »

Question :

7.1 À la connaissance de Gaz Métro, est-ce que des capacités de transport FTSH Dawn-EDA ou Parkway-EDA sont devenues disponibles sur le marché secondaire en cours d'année pour des durées de 12 mois ou plus? Quel était l'ampleur des quantités en cause, le cas échéant?

Réponse :

Non. Gaz Métro n'a pas eu connaissance de la mise en disponibilité de capacité de transport entre Dawn ou Parkway et GMi EDA.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 1, page 71

Préambule :

« Le cycle de liquéfaction est prévu débiter au mois d'août 2011 pour le réservoir non vidé et devrait se poursuivre jusqu'à la mi-décembre 2012 pour compléter le remplissage des deux réservoirs afin de faire face à l'hiver. Ceci se répercute par des injections sur la période d'hiver qui augmente la demande totale des besoins. »

Question :

8.1 Veuillez présenter le coût additionnel total en électricité que ferait encourir un cycle de liquéfaction qui se poursuivrait jusqu'à la mi-décembre par rapport à un cycle qui se terminerai le 30 novembre.

Réponse :

En raison du tarif de pointe hivernale d'Hydro-Québec, si la liquéfaction devait être effectuée durant la période visée par le tarif, entraînant un appel de puissance important, le coût additionnel total pour les 12 mois suivants est évalué à près de 250 000 \$.

Étant donné que, d'un point de vue comptable, les coûts sont constatés aux résultats lors du retrait et non lors de la liquéfaction, il n'y a pas d'effet sur les coûts du dossier tarifaire 2012. Par contre, ces coûts seront reflétés éventuellement lors de retraits prévus dans des dossiers tarifaires futurs.

Question :

8.2 Veuillez présenter la quantité de transport additionnelle requise pour maintenir la fiabilité tout en terminant le cycle de liquéfaction le 30 novembre, le prix unitaire de ce transport sur le marché secondaire ainsi que le coût total.

Réponse :

Si la liquéfaction à l'usine LSR devait se terminer le 30 novembre, l'inventaire manquant à l'usine devrait être compensé par l'obtention d'un autre outil afin de maintenir la

fiabilité de l'approvisionnement en cas d'hiver extrême. Une capacité de transport de 132 10³m³/jour serait requise pour la période du 1^{er} décembre au 31 mars.

Gaz Métro tenterait de minimiser les coûts en vérifiant la disponibilité de transport Dawn-GMi EDA sur le marché secondaire. S'il n'y a pas de disponibilité, elle devra alors voir pour du transport entre Empress et GMi EDA, soit sur le marché secondaire ou primaire.

Le transport primaire visé serait du Firm Transportation Short Term (FTST) qui pourrait alors être contracté dans le cadre des appels d'offres de TCPL, s'il est rendu disponible. La durée de ces contrats est de courte échéance, un ou quelques mois peuvent être cotés. Si Gaz Métro doit s'assurer d'obtenir ce transport elle pourrait avoir à offrir un prix égal ou supérieur au tarif.

Le tableau suivant présente le coût de ces options, tel qu'obtenu auprès de deux fournisseurs en date du 9 juin 2011 :

Outil contracté	Quantité 10 ³ m ³	Prix			Coût total de l'achat		
		Fourn.1 ¢/m ³	Fourn. 2 ¢/m ³	TCPL ¢/m ³	Fourn.1 000 \$	Fourn. 2 000 \$	TCPL 000 \$
SH - Secondaire	132	5,42	6,06	-	865	968	-
LH - Secondaire	132	8,83	9,28	-	1 410	1 482	-
FTLH - Primaire *	132	-	-	8,48	-	-	1 353

* Tarif de FTLH au 1^{er} mars 2011

Le « coût total » représente le coût marginal de l'achat des outils de transport. L'impact global sur le plan d'approvisionnement serait probablement d'un autre ordre puisque ce nouvel outil aurait un impact sur la structure d'approvisionnement et viendrait donc modifier l'utilisation et les coûts des autres outils d'approvisionnement.

Il est à noter que le fournisseur 2 a précisé que les prix fournis étaient à titre indicatif de la valeur du marché mais qu'il ne détenait pas cette capacité. De son côté, le fournisseur 1 a confirmé qu'au 9 juin 2011 il était en mesure de concrétiser ces transactions.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Références : (i) Gaz Métro-4, document 1, page 86
(ii) Gaz Métro-4, document 1, page 88

Préambule :

- (i) *« Un autre aspect où la capacité de transport C1 est importante est la gestion « intra quotidienne ». Dans le cours de sa gestion opérationnelle, Gaz Métro peut se retrouver dans une situation où la demande réelle observée en cours de journée est inférieure à celle initialement prévue. En été, une seule option est possible pour disposer du gaz naturel : le retourner vers Dawn pour fins d'injection. Pour pouvoir agir, Gaz Métro doit utiliser du transport C1 entre Parkway et Dawn. »*
- (ii) Tableau 31

Question :

9.1 Lorsque la surestimation de la demande s'avère importante, la demande prévue n'était probablement pas au minimum de l'été et, dans le nouveau contexte d'approvisionnement du gaz de réseau, des approvisionnements à Dawn sont requis. Dans la perspective de minimiser la capacité de transport C1, et de minimiser les coûts globaux d'approvisionnement, y aurait-il avantage à avoir recours à la stratégie suivante : lorsque la demande quotidienne prévue est plus élevée que le minimum saisonnier, établir les nominations initiales à un niveau inférieur au niveau auquel elles auraient été normalement établies.

Réponse :

Afin de décrire le contexte opérationnel, les définitions suivantes sont requises.

- Hiver : période comprise entre le 1^{er} décembre et le 31 mars. Cette période correspond à la saison prévue d'interruption. Lors de cette période, la probabilité d'avoir une journée de pointe est élevée.
- Été : période comprise entre la mi-juin à la mi-août. C'est la seule période où la probabilité d'avoir un degré-jour est nulle.
- Périodes d'épaulement : les mois compris entre ces deux saisons.

Gaz Métro comprend que la stratégie proposée par la Régie consiste à nommer à la première fenêtre une demande inférieure à la projection et de se retrouver en position de devoir uniquement être en mode d'augmentation de ses nominations.

Cette stratégie pourrait effectivement être mise en application en été mais entraînerait le risque de se voir refuser du transport additionnel par la suite et, en conséquence, de ne pas pouvoir desservir la demande. Il est à noter que la demande minimale de l'été est souvent une journée fériée et/ou une journée de fin de semaine, ce qui donne une demande très basse et non représentative du reste de la saison estivale. De plus, seule la première nomination de la journée gazière est ferme et toute autre nomination « intra-day » est sujette à l'approbation de TCPL. Un refus en période critique pourrait même entraîner l'utilisation du dernier outil disponible pour Gaz Métro, soit l'usine LSR et entraîner également des coûts additionnels.

Pour l'année 2009-2010, la demande minimale observée en été a été de 7 578 10³m³ et la demande maximale de 10 524 10³m³. Ceci représente donc une augmentation de 2 946 10³m³ (39 %) qui serait à nommer en cours de journée. Cette quantité est importante. Gaz Métro ne voudrait pas se retrouver dans une situation où elle ne peut y répondre.

Gaz Métro vise être le plus précis possible dans la projection de la demande parce que seule la première fenêtre de nomination est ferme; il s'agit de l'approche optimale tant au niveau opérationnel que financier. Toutefois, pour prendre en considération ce risque de refus lors des nominations subséquentes à la première, Gaz Métro projette une demande légèrement plus haute en hiver et plus basse en été permettant ainsi de réduire le risque de refus sur les fenêtres subséquentes. Tout au cours de l'année, la demande projetée les fins de semaine (vendredi, samedi et dimanche) ainsi que lors des journées fériées est diminuée afin de s'assurer de ne pas être à risque. En été, le niveau de la demande pour ces périodes est établi à la demande minimale projetée, ce qui correspond d'ailleurs à la stratégie proposée. Toutefois, une telle approche ne peut être utilisée les journées de semaine.

Une autre particularité opérationnelle à considérer dans la stratégie proposée est le fait qu'il arrive quelques fois que la demande « intra-day » est révisée à la hausse pour ensuite être révisée à la baisse dans la même journée gazière et vice versa. Toutes ces fluctuations « intra-day » font que le seul outil pour acheminer le gaz de Parkway vers Dawn est le C1.

Les fluctuations « intra-day » sont plus courantes durant les périodes d'épaulement car la demande est intrinsèquement reliée au profil chauffage des clients. D'une journée à l'autre, il y a absence ou présence de chauffage mais ce comportement est propre à chaque client. Certains cessent de chauffer alors que d'autres modulent leur consommation en fonction de la température. Les fluctuations entre le jour et la nuit sont également observées. L'effet global du comportement de la clientèle fait en sorte que ces périodes sont propices à de grandes fluctuations « intra-day ». Le transport C1 devient alors la voie pour acheminer le gaz vers Dawn.

Au cours de l'été et les périodes d'épaulement pour l'année 2009-2010, les statistiques suivantes de nominations « intra-day » sont constatées :

- 70 jours uniquement en hausse;
- 54 jours uniquement en baisse;
- 43 jours avec des hausses suivies de baisses;
- 29 jours avec des baisses suivies de hausses; et
- 5 jours avec plusieurs revirements hausses / baisses.

Dans les situations où le gaz naturel doit être retourné vers Dawn, si le transport C1 n'est pas disponible ou insuffisant, Gaz Métro se retrouverait alors avec des excédents de gaz naturel. Très peu de solutions s'offriraient à Gaz Métro. La mise en application des outils suivants, individuellement ou en combinaison pourrait être considérée :

- Demande d'utilisation de capacité excédentaire (« overrun ») de C1

Cette option est possible, à la base, si Gaz Métro détient des contrats de C1. De plus, elle est sujette à l'approbation du transporteur.

- Emmagasiner du gaz dans le réseau de distribution (« linepack »)

Le « linepack » permet certaine fluctuation pour de petites quantités journalières représentant près de 100 10³m³/jour. Toutefois, la compression du réseau doit être rétablie à un niveau opérationnel normal dans les jours suivants. Ce n'est pas un outil de planification. Cette option est donc limitée quant à la quantité et elle est possible une seule journée à la fois;

- Vente de fourniture à Parkway en cours de journée

Une vente de fourniture à Parkway ou un « échange sur la période » avec un tiers pourrait être envisagé. Toutefois, ce marché est très peu liquide. Il est important de noter qu'il n'y a qu'une seule fenêtre de nomination qui peut permettre cette action. Sa planification doit être faite dans le premier tiers de la journée gazière et ne peut être renversée par la suite au cours de la journée.

En conclusion, établir une première nomination à un niveau de demande minimale correspond à une stratégie d'approvisionnement qui pourrait potentiellement mettre à risque la desserte de la clientèle. Il s'agit donc pour Gaz Métro d'une approche non sécuritaire qui ne peut être envisagée.

Question :

- 9.2** Toujours dans la perspective de minimiser la capacité requise de transport C1, l'utilisation du transport STS, avec ses fenêtres de nominations multiples, pourrait-elle être une solution avantageuse pour acheminer en franchise une partie ou la totalité des approvisionnements en provenance de Dawn et ainsi disposer de la flexibilité requise pour parer aux surestimations de la demande?

Réponse :

Les explications des contraintes opérationnelles fournies à la réponse 9.1 sont aussi valables pour la présente question.

Gaz Métro privilégie l'utilisation du STS surtout en période d'épaulement et durant tout l'hiver. Sur la saison d'été, le STS est un outil utilisé pour compenser à la hausse toute augmentation de la demande mais lors d'une diminution de la demande, la limite est fixée à la quantité déjà écoulée.

En effet, TCPL fonctionne avec une notion de flot horaire non négatif (« non negative flow rate ») sur les nominations; i.e. le gaz déjà écoulé est compté et ne peut donc revenir à zéro ou être réduit.

Le contrat de STS est sur une base de «best effort» du 16 avril jusqu'au 31 octobre, Gaz Métro ne nominera donc pas ce type de transport à la première nomination, n'étant pas assurée de l'obtenir.

L'utilisation du STS est effectivement flexible grâce à ses multiples fenêtres mais si Gaz Métro devait retourner du gaz à Parkway, le seul outil disponible est le FTI (Firm Transportation Injection). Il s'agit d'un service rattaché au contrat FTLH qui permet de diriger le gaz vers Parkway au lieu de GMI EDA. De ce point, l'utilisation de C1 est requise pour retourner le gaz de Parkway vers Dawn. Gaz Métro ne peut encourir le risque d'avoir des excédents de gaz naturel à Parkway. Cela entraînerait des coûts additionnels importants.

Pour toutes ces raisons, le STS n'est pas une alternative à considérer en été et ne fait donc pas partie des outils de planification initiale de Gaz Métro.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 2, page 7

Préambule :

Tableau 4

Questions :

- 10.1** Veuillez présenter le nombre et la valeur des transactions de prêts d'espace réalisées ou conclues pour l'année 2010-2011 ainsi que la plus récente projection pour l'année 2010-2011.
- 10.2** Veuillez présenter le nombre et la valeur des transactions d'échange réalisées ou conclues pour l'année 2010-2011 ainsi que la plus récente projection pour l'année 2010-2011.
- 10.3** Veuillez présenter, pour l'année 2010-2011, les revenus STS-RAM déjà réalisés ainsi que la plus récente projection pour l'année 2010-2011.
- 10.4** Veuillez présenter la plus récente projection de revenus pour l'année 2010-2011 pour tout autre type de transactions financières prévues ou réalisées par Gaz Métro.

Réponse :

Le tableau ci-dessous présente les revenus déjà réalisés et la projection pour la période restante de l'année financière 2010-2011, évalués en date du 30 avril 2011 (7/5), pour les différentes catégories.

Il n'y a pas eu de nouveau type de transaction à ce jour.

Catégorie	Transactions réalisées au 30 avril 2011		Revenus projetés mai à sept. 2011	Revenus projetés total 2010-2011
	Nombre	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)
Prêt d'espace	3	310	0	310
Échange	81	1 616	[1 400 ; 1 800]	[3 016 ; 3 416]
STS-RAM	1	2 509	0	2 509
Autres	0	0	0	0
Total		4 435	[1 400 ; 1 800]	[5 835 ; 6 235]

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 3, pages 13-14

Préambule :

« Jusqu'à maintenant, l'approche préconisée dans l'analyse de l'impact des ventes de GNL sur le plan d'approvisionnement consistait à évaluer les besoins de l'hiver extrême à la cause tarifaire en considérant la capacité réduite de l'usine LSR dans ses outils et, une fois les ventes de GNL sur la période d'hiver confirmées, concrétiser l'achat de l'outil de remplacement avant le début de l'hiver. Cette méthode implique donc l'achat a priori d'un outil de remplacement.

...

Gaz Métro aimerait proposer à la Régie une approche qui permettrait de maintenir la fiabilité des services offerts aux clients réglementés tout en octroyant une certaine flexibilité quant au moment où les outils de remplacement seront contractés, s'il y a lieu, pour répondre aux besoins de GMST. La prémisse de base est que GMST garantirait à l'activité réglementée la fiabilité d'un approvisionnement équivalent à l'utilisation de la pleine capacité d'entreposage de l'usine LSR. Ainsi, si la demande réelle de la clientèle réglementée pour un hiver donné faisait en sorte que la totalité de l'usine aurait été utilisée, n'eut été de la réduction pour effectuer les ventes de GNL, GMST s'engagerait alors à rembourser les coûts reliés aux outils d'approvisionnement additionnels contractés pour assurer une sécurité d'approvisionnement de la clientèle réglementée équivalente à celle applicable considérant la totalité de la capacité d'entreposage de l'usine LSR. »

...

« si des outils additionnels avaient été contractés afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, limitée toutefois à l'équivalent de détenir l'usine à pleine capacité pour l'activité réglementée, les coûts relatifs seraient alors spécifiés, justifiés et appliqués en réduction du revenus requis de l'année financière analysée. »

Question :

- 11.1** La Régie comprend que Gaz Métro contracterait, au besoin, sur la base de la matérialisation ou non de l'hiver extrême, les outils d'approvisionnement requis pour assurer la fiabilité alors que l'approche actuelle exige de procéder aux achats requis de transport avant que l'année ne commence. Compte tenu des risques potentiels quant à la disponibilité ou non sur le marché du transport requis au moment où Gaz Métro devrait l'acheter, quelle serait la quantité de transport maximale pour laquelle Gaz Métro

serait prête à considérer ce type d'arrangement et quel est le risque potentiel? Veuillez expliciter.

Réponse :

Gaz Métro peut difficilement prévoir la quantité des besoins de capacités quotidiennes de transport ainsi que la disponibilité ou non de ces capacités.

Le risque de non disponibilité est effectivement présent. Toutefois, les outils d'approvisionnement qui seraient contractés, le cas échéant, ne se limitent pas nécessairement à l'achat de capacités de transport. En effet, une des solutions pourraient être de faire livrer du GNL par fardier, en franchise, soit pour répondre à la demande de ventes de GNL à GMST ou pour injecter ce GNL directement dans les réservoirs de l'usine LSR.

Veuillez vous référer à la réponse 11.2 pour un complément de réponse.

Question :

11.2 Veuillez décrire le(s) critère(s) précis que Gaz Métro compte utiliser pour déterminer tout au cours de l'hiver si des achats additionnels de transport sont requis.

Réponse :

La sécurité d'approvisionnement passe déjà par une surveillance constante des variations de la demande et des outils d'approvisionnement disponibles, et ce, de façon encore plus serrée et plus détaillée lorsqu'un hiver froid semble en développement.

En cours d'hiver, en plus de suivre la planification considérant une demande projetée normale, Gaz Métro simule un plan d'approvisionnement considérant la consommation réelle observée, le statut des outils au jour de l'analyse et une demande projetée pour le reste de l'hiver selon l'historique le plus froid. Cette analyse permet d'établir les stratégies d'approvisionnement et d'identifier les outils qui pourraient être requis pour pouvoir répondre à une telle projection de la demande. Ce scénario reflète donc les actions qui seraient à envisager si le reste de l'hiver était en situation extrême, soit un niveau accru d'interruption sans toutefois excéder le nombre maximum de jours prévu au texte des tarifs, des achats de fourniture additionnels à Dawn et des ajouts de capacité de transport, ou une combinaison de toutes ses actions.

La fréquence du suivi de la demande réelle et de la projection pour le reste du mois en cours, de l'hiver et de l'année, comparativement aux prévisions budgétaires est augmentée en période critique.

La réduction de la capacité d'entreposage de l'usine LSR disponible en hiver à la clientèle réglementée ne changera pas cet état de fait. Toutefois, tel que mentionné à la réponse précédente, la livraison de GNL directement en franchise s'ajouterait à la liste des outils d'approvisionnement considérés.

Gaz Métro n'attendra certainement pas que l'usine LSR soit vide pour prendre action si le besoin était identifié. Toutefois, elle ne peut fixer un niveau d'inventaire à l'usine LSR qui déclencherait la mise en place d'outil additionnel. Par exemple, un niveau d'inventaire de 50 % à l'usine LSR n'a pas le même impact s'il est constaté au début janvier, alors que l'hiver est à peine entamé, que s'il est constaté au début mars, alors que l'hiver est presque terminé.

Gaz Métro juge qu'un niveau minimum permettant de retirer 5 749 10³m³/jour pour deux journées de pointe devrait être maintenu en tout temps.

Le contexte gazier est également un élément qui sera pris en compte dans la considération ou non de concrétiser l'ajout d'outils. Si le contexte est tel qu'il y a très peu de transport disponible sur le marché, constat qui se ferait dès les premières journées d'interruption où les clients se prévalent de contrats de gaz d'appoint pour contrer une interruption, Gaz Métro serait probablement plus encline à sécuriser les approvisionnements lorsque l'utilisation de l'usine LSR serait accrue.

Il faut également rappeler que la capacité d'entreposage maximale qui est réservée à l'activité de ventes GNL est de 10 10⁶m³ en hiver, ce qui représente moins de 20 % de la capacité totale de l'usine LSR.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Références : (i) Dossier R-3751-2010, pièce B-0004, Gaz Métro 1, document 1, page 35
(ii) Gaz Métro-4, document 3, page 19

Préambule :

Référence (i) :

À la ligne 10 du tableau 1, les coûts non amortis pour l'entreposage, la liquéfaction et la regazéification sont respectivement de 4,4 M\$, 8,1 M\$ et de 2,8 M\$.

Référence (ii) :

À la ligne 10 l'annexe 1, les coûts non amortis pour l'entreposage, la liquéfaction et la regazéification sont respectivement de 10,4 M\$, 4,7 M\$ et de 1,7 M\$.

Question :

12.1 Veuillez fournir le détail des éléments expliquant les écarts entre les deux références.

Réponse :

La valeur nette comptable des actifs de l'usine LSR a été utilisée afin de déterminer la proportion des actifs propre à chacune des fonctions. Ainsi, la valeur nette comptable réelle des actifs en date du 30 septembre 2010 a servi de base pour les besoins de la preuve (R-3751-2010), alors que pour le dossier tarifaire 2012, la valeur nette comptable anticipée au 30 septembre 2012 a été utilisée. Chaque catégorie d'actifs se trouve attribuée à une fonction respective, dans la mesure où son utilisation y est entièrement dévouée. Aucun changement n'a été apporté quant à cette catégorisation des actifs. Ainsi, l'augmentation du poids relatifs de la fonction entreposage en 2012 résulte principalement des investissements de 6,4 M\$ prévus en 2012 dans le cadre du projet majeur de la mise à niveau des réservoirs de l'usine LSR (R-3729-2010). En effet, ce projet est entièrement attribuable à la fonction entreposage.

Enfin, les catégories d'actifs qui ne peuvent être allouées directement à l'une ou l'autre des fonctions sont redistribuées au prorata des valeurs nettes des actifs allouées directement à chaque fonction, tel que décrit ci-haut.

Le tableau suivant démontre les valeurs nettes comptables attribuées à chacune des fonctions qui ont permis de déterminer les pourcentages d'allocation :

	30-sept-12		30-sept-10	
	(valeur nette anticipée)		(valeur nette réelle)	
Entreposage	10 952	61,9%	4 192	28,8%
Liquéfaction	4 947	28,0%	7 669	52,7%
Regazéification	1 782	10,1%	2 693	18,5%
Total	17 681	100,0%	14 554	100,0%

Ces pourcentages ont ensuite été appliqués à la valeur des immobilisations de l'usine LSR dans la base de tarification moyenne (13 soldes), tel qu'indiqué dans le tableau suivant :

	30-sept-12		30-sept-11	
	(base de tarification moyenne)		(base de tarification moyenne)	
Entreposage	10 412	61,9%	4 404	28,8%
Liquéfaction	4 703	28,0%	8 057	52,7%
Regazéification	1 694	10,1%	2 829	18,5%
Total	16 808 ⁽¹⁾	100,0%	15 290 ⁽²⁾	100,0%

⁽¹⁾ selon dossier tarifaire 2012, Gaz Métro 8, doc. 6, p. 6, l. 4, c. 15

⁽²⁾ selon dossier tarifaire 2011, R-3720-2010, Gaz Métro 8, doc. 9, p. 6, l. 4, c. 15

Ils correspondent aux données utilisées afin d'allouer une partie des coûts de l'usine LSR au client GNL. Il importe de préciser que ces données se veulent une projection qui sera mise à jour selon les données réelles constatées au terme de l'exercice financier 2011-2012. La facturation au client GNL sera donc ajustée en fonction des données réelles.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Plan d'approvisionnement

Référence : Gaz Métro-4, document 8, page 1

Préambule :

Ligne 9 Demande (10⁶m³) Total

Ligne 28 Journée de pointe -continu

Ligne 46 Provision additionnelle après achat

Ligne 47 % du total approvisionnement après achat

Question :

13.1 Veuillez expliquer et quantifier l'impact de chacun des facteurs pouvant expliquer qu'une demande d'hiver inférieure en 2013 et 2014 par rapport à 2012 ainsi qu'une demande inférieure lors de la journée de pointe pour les mêmes années amènent une provision additionnelle plus élevée en valeur absolue et en pourcentage.

Réponse :

La provision additionnelle est calculée comme étant l'écart entre le débit quotidien des approvisionnements et le débit quotidien nécessaire pour répondre à la journée de pointe de la clientèle continue.

Provision additionnelle = Débit quotidien des approvisionnements
- Débit journée de pointe

Provision additionnelle = Max [Débit journée de pointe ; Débit hiver extrême]
- Débit Journée de pointe

Provision additionnelle = Débit hiver extrême - Débit journée de pointe
Année 2012 = 27 757 – 27 489 = 268
Année 2013 = 27 796 – 27 210 = 586
Année 2014 = 27 672 – 27 056 = 615

La provision additionnelle peut donc s'accroître même dans le cas où une baisse de la demande d'hiver est observée; il suffit que la demande pour la journée de pointe

s'éloigne du débit requis pour faire face à un hiver extrême. C'est ce qui se produit dans l'horizon du plan trois ans. En effet, la demande pour la journée de pointe diminue alors que le débit requis pour l'hiver extrême demeure à peu près stable. L'analyse plus spécifique de la variation entre 2012 et 2013 est présentée ci-dessous.

La baisse de la demande pour la journée de pointe s'explique principalement par les facteurs suivant :

- La demande continue sur l'hiver diminue d'une année à l'autre de -1,47 %. Cette baisse est principalement observée aux clientèles D₃ et D₄;
- Les paramètres météorologiques utilisés pour le calcul de la demande en période de pointe sont réchauffés dans le temps : les degrés-jours (DJ) utilisés pour le calcul de la pointe pour les trois années sont respectivement de 36,88, 36,83 et 36,79 FJ. Les facteurs « DJ de la journée précédente » et « DJx km/h », servant aussi à déterminer la demande en journée de pointe, sont également ajustés à la baisse par ce réchauffement. Ces éléments entraînent une réduction de la demande en journée de pointe.

La stabilité relative du débit requis pour un hiver extrême sur les trois années du plan d'approvisionnement s'explique principalement par les deux facteurs suivants :

- La baisse de la demande en hiver entre 2012 et 2013 n'est pas uniforme entre les catégories de clients. Elle est plus importante pour la clientèle interruptible au volet A que pour les autres catégories de clientèle (continue et volet B). Or, puisque le volet A n'influence à peu près pas les outils à détenir, la baisse de cette demande n'a que peu d'effet réel sur les outils requis pour l'hiver extrême.

Afin d'illustrer ce propos, si la baisse de la demande totale en hiver entre 2012 et 2013 de 2,1% était répartie de façon uniforme sur l'ensemble de la clientèle, le débit quotidien pour l'hiver extrême de 2013 se situerait plutôt à 27 427 10³m³/jour, ce qui représenterait une baisse de 369 10³m³/jour.

- Les ventes projetées de GNL au client GMST étant en progression au cours des trois années du plan, cela entraîne une augmentation des outils de remplacement et donc du débit d'approvisionnement. Sans cette demande, le débit requis pour l'hiver extrême se situerait au niveau suivant :

2012 : 27 731 10³m³/jour

2013 : 27 717 10³m³/jour

Variation : - 14 10³m³/jour

L'effet additionné de ces deux éléments représenterait une baisse approximative de 386 10³m³/jour des besoins de l'hiver extrême 2013, l'établissant à 27 403 10³m³/jour.

La provision additionnelle serait alors de 193 10³m³/jour (27 403 - 27 210). Elle serait alors inférieure à la provision additionnelle de 2012 qui serait passée à 242 10³m³/jour sans le GNL (27 731 - 27 489).

Ainsi, la répartition de la variation de la demande, d'une part, entre les saisons et, d'autre part, entre les catégories de clientèle, influence grandement l'évaluation des

besoins pour la journée de pointe de la demande continue et les besoins pour répondre à la demande de l'hiver extrême de la demande totale. Cet impact n'est pas nécessairement dans le même sens sur les deux éléments, ce qui peut alors entraîner des impacts distincts sur les provisions additionnelles de chaque année financière.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Stratégie financière

Références : (i) Gaz Métro-7, document 12, pages 71, 74 et 75
(ii) Gaz Métro-7, document 11, pages 1, 2, 5, 7 et 8

Préambule :

(i) Page 71

« Q.76 PLEASE DESCRIBE THE NOTION OF AN OPTIMAL BOND RATING

« A. Yes. I have performed several studies and I have frequently testified on the optimal capital structure for various utilities. One common theme in these studies is the desirability of a strong "A" bond rating from both the ratepayers' and investors' standpoint. This is especially true under adverse economic conditions, as was the case in 2008-2009.

The case for a strong A bond rating is not simply a question of lower yield, and, hence, lower cost of capital. There are several intangible costs and distress costs associated with a lower bond rating. »

Page 74

Financial Risk Indicative Ratios			
	(FFO/Debt)(%)	(Debt/EBITDA)(x)	(Debt/Capital)(%)
Minimal	Greater than 60	Less than 1.5	Less than 25
Modest	45-60	1.5-2	25-35
Intermediate	30-45	2-3	35-45
Significant	20-30	3-4	45-50
Aggressive	12-20	4-5	50-60
Highly Leveraged	Less than 12	Greater than 5	Greater than 60

Business And Financial Risk Profile Matrix						
	Financial Risk Profile					
Business Risk Profile	Minimal	Modest	Intermediate	Significant	Aggressive	Highly Leveraged
Excellent	AAA	AA	A	A-	BBB	--
Strong	AA	A	A-	BBB	BB	BB-
Satisfactory	A-	BBB+	BBB	BB+	BB-	B+
Fair	--	BBB-	BB+	BB	BB-	B
Weak	--	--	BB	BB-	B+	B-
Vulnerable	--	--	--	B+	B	CCC+

(ii) Pages 1 et 2

Table of Contents

Major Rating Factors

Rationale

Outlook

Business Description

Excellent Business Risk Profile [Nous soulignons]

Intermediate Financial Risk Profile [Nous soulignons]

Major Rating Factors

Corporate Credit Rating

A-/Stable/--

« *Strengths:*

Monopoly core gas distribution business

Stable financial performance and predictable cash flows

Supportive regulatory regime

Gas consumption for heating drives net income

Weaknesses:

Low residential customer penetration rate

Reliance on industrial customers, resulting in greater cyclicality

Highly leveraged balance sheet [Nous soulignons]

GMI holds a 71% interest in GMLP, a Montreal-based partnership. GMI's primary asset is GMLP, where natural gas distribution in Quebec is central to its strategy. While GMI is heavily concentrated in one business--GMLP--cash flows are stable through the partnership's interests in regulated assets such as gas and electricity distribution, gas transportation, and gas storage. Gas distribution assets in Quebec represent the vast majority of earnings and influence operating performance. (nous soulignons)_GMLP's total consolidated debt outstanding at fiscal year-end 2009 (Sept. 30) was approximately C\$1.8 billion. Standard & Poor's treats GMI's approximately C\$708 million of subordinated debentures as equity. »

Page 5

In our view, GMLP's financial risk profile is intermediate, but is increasingly becoming more aggressive due to the partnership's highly leveraged balance sheet and is reaching the boundaries of the rating. Debt-to-total capital at fiscal 2009 was about 71% (including our adjustments). The planned equity issue in 2010, which Standard & Poor's factors in its credit risk overview, would mitigate some of the pressure on GMLP's balance sheet and reduce the potential for a negative rating action. In fiscal 2009, favorable U.S. dollar exchange rates and a positive rate adjustment in the TransQuebec & Maritimes Pipeline Inc. (TQM; BBB+/Stable/--) business (amid the recent National Energy Board decision) were major factors that drove improved EBITA performance--which was C\$482.3 million 2009, compared with C\$452.1 million in 2008. In 2010, we expect earnings to soften as lower U.S. dollar exchange rates and a warmer winter offset a higher approved return on equity (ROE) and recovering economy. In addition, GMLP's practice of distributing 95%-100% of its earnings to unitholders will continue to constrain its financial latitude.

Page 7

Gaz Metro Inc.—Peer Comparison*				
Industry Sector: Gas				
	—Average of past three fiscal years—			
(Mil. C\$)	Gaz Metro Inc.	Enbridge Gas Distribution Inc.	Union Gas Ltd.	Teraen Gas Inc.
Rating as of April 1, 2010	A-/Stable/--	A-/Stable/--	BBB+/Stable/A-2	A/Stable/--

Revenues	2,125.4	2,987.3	2,090.7	1,541.5
Net income from continuing operations	39.8	207.6	143.0	85.4
Funds from operations (FFO)	383.2	465.1	302.8	168.1
Capital expenditures	138.0	363.9	367.9	86.7
Cash and short-term investments	36.1	33.3	36.3	8.3
Debt	1,867.5	2,814.2	2,224.8	1,631.7
Preferred stock	707.8	50.0	105.0	0.0
Equity	800.9	1,829.6	1,226.3	846.9
Debt and equity	2,668.4	4,643.8	3,451.2	2,478.6
Adjusted ratios				
EBIT interest coverage (x)	2.2	2.3	2.2	1.9
FFO interest coverage (x)	4.8	3.2	2.9	2.3
FFO/debt (%)	20.5	16.5	13.6	10.3
Discretionary cash flow/debt (%)	9.2	4.4	(5.8)	(0.3)
Net cash flow/capex (%)	208.4	90.2	62.8	87.3
Total debt/debt plus equity (%)	70.0	60.6	64.5	65.8
Return on common equity (%)	28.7	11.1	11.0	9.6
Common dividend payout ratio (unadjusted; %)	53.8	72.1	48.3	108.2
*Fully adjusted (including postretirement obligations).				

Table 2 | [Download Table](#)

Gaz Metro Inc.—Financial Summary*					
Industry Sector: Gas					
	—Fiscal year ended Sept. 30—				
(Mil. C\$)	2009	2008	2007	2006	2005
Rating history	A-/Stable/--	A-/Stable/--	A-/Negative/--	A-/Negative/--	A-/Stable/--
Revenues	2,247.4	2,168.6	1,954.2	2,001.2	1,803.5
Net income from continuing operations	38.5	34.1	47.0	29.7	55.0
Funds from operations (FFO)	408.8	397.6	343.3	279.8	335.4
Capital expenditures	153.1	156.2	124.8	153.9	174.2
Cash and short-term investments	50.8	25.4	32.2	36.9	25.4
Debt	1,925.0	1,923.3	1,754.2	1,477.9	1,480.8
Preferred stock	707.8	707.8	707.8	707.8	707.8
Equity	799.2	798.6	805.0	753.5	725.0

Page 8 « Capital structure has weakened in recent years

Standard & Poor's believes that GMI's capital structure has eroded in recent years and is beginning to pressure the rating--primarily due to increasing debt and only modest equity expansion (partially because of large cash distributions). As a result, we believe that it makes GMLP more sensitive to business adversity and curtails its ability to entertain sizable acquisitions without compromising its credit quality. GMI's debt-to-capital increased to 71% (with our adjustments) in fiscal 2009 from 66% in fiscal 2006. An acceptable balance sheet (relative to business risk) is crucial for the ratings on GMLP amid the business' capital-intensive nature and high degree of cash distributions, both of which can constrain financial latitude. Regulatory guidelines largely dictate balance-sheet leverage; the guidelines stipulate a 38.5% (for Quebec distribution activity) deemed common equity capital component and a 7.5% deemed preferred equity component. There is no incentive to diverge within the Quebec gas distribution operations from these directives as excess equity generates a lower return than the approved ROE, while operating with less than the deemed equity might signal that the allowed equity component return is too generous.

GMLP's tendency to pay out 95%-100% of earnings to unit-holders somewhat limits its financial flexibility. Although the distribution policy is not fixed, management would be reluctant to curtail cash distributions to unitholders.»

Dans le rapport de l'agence de notation de crédit de Standard & Poor's (S&P), celle-ci évalue que Gaz Métro a un profil excellent pour son risque d'affaire et un profil intermédiaire pour son risque financier.

S&P calcule différents ratios pour évaluer le risque financier de Gaz Métro. Voici certains ratios en date du 30 septembre 2009 :

FFO / Debt (%) :	21,2%	le ratio indique un risque financier « significant »
Debt / EBITDA (x) :	4,2	le ratio indique un risque financier « aggressive »
Debt / Capital (%) :	70,7%	le ratio indique un risque financier « highly leveraged »

L'agence de notation de crédit S&P évalue la cote de crédit de Gaz Métro à A- stable et ce avec un ratio « *debt/capital* » de 70,7 %. La structure de capital présumé est de 38,5 % d'avoir propre et 7,5 % d'actions privilégiées.

Question :

14.1 Si la structure de capital réelle de Gaz Métro reflétait la structure de capital présumée i.e. 38,5 % d'avoir propre et 7,5 % d'actions privilégiées, est-ce que la cote de crédit attribuée par S&P pourrait passer de A stable à A fort (ou une cote supérieure) soit celle que vous indiquez comme une cote de crédit optimale citée en référence (i) ? Si non, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

It is difficult to state the exact impact of an increase in any given financial ratio, such as the common equity ratio, on the company's bond rating. To answer this question would be to imply that a single benchmark determines bond rating, and that positive (or negative) achievement of one single benchmark automatically triggers an upgrading (or downgrading). Bond rating agencies examine a number of qualitative and quantitative factors, including equity ratio, coverage ratios, and internal cash generation, before

rendering a rating decision. These factors are considered both individually and collectively, and the ability to satisfy a single benchmark is not necessarily a guarantor of a given credit rating.

Assuming a reasonable and supportive decision by the Regie on the Company's application as a whole, all else remaining constant, increasing Gaz Metro's actual capital structure to that of the deemed capital structure would be viewed favorably by the investment community, at a minimum help to maintain the Company's existing credit ratings, and would increase the probability of a credit upgrade to what Dr. Morin considers optimal, hence decreasing the cost of debt and the cost of common equity, and thereby revenue requirements.

Question :

- 14.2** Veuillez faire le lien entre la recommandation d'un rendement de 10,2 % sans changement de la structure présumée ou rendement de 9,8 % avec une structure de capital présumée de 42,5 % d'avoir propre et 3,5 % d'actions privilégiées et l'opinion émise suivante par S&P « *There is no incentive to diverge within the Quebec gas distribution operations from these directives as excess equity generates a lower return than the approved ROE, while operating with less than the deemed equity might signal that the allowed equity component return is too generous* » [Nous soulignons]

Réponse :

As discussed in Dr. Morin's testimony, a capital structure target in a range of 40%-45% common equity is beneficial to both GMLP's investors and its ratepayers. Specifically, Dr. Morin showed that this target capital structure is consistent with: 1) deemed capital structures for Canadian utilities, 2) the deemed and actual capital structures of U.S. energy utilities, 3) an optimal bond rating, 4) credit rating agencies' financial benchmarks consistent with an optimal bond rating, and 5) the business risk profile of GMLP.

With respect to S&P's own criteria, an enhanced equity base increases the probability of maintaining and GMLP's current bond rating, by placing the company closer to the guidelines stipulated by S&P for a strong A status, which Dr. Morin considers optimal for both the company and its ratepayers.

Question :

- 14.3** À la référence (ii), S&P évalue que Gaz Métro a un profil excellent pour son risque d'affaire. En tenant compte du profil du risque d'affaire, quel est l'impact sur le coût de la dette d'utiliser une structure de capital réelle ayant moins de capitaux propres? Expliciter votre réponse.

Réponse :

All else remaining constant, it is a rudimentary tenet of basic finance that the greater the amount of financial risk borne by common shareholders, the greater the return required by shareholders in order to be compensated for the added financial risk imparted by the greater use of senior debt financing and/or debt equivalents. In other words, the greater the effective debt ratio, the greater the return required by equity investors.

The same is true for bondholders. The thinner the equity ratio, the greater the return required by bondholders in view of the weaker balance sheet.

It is difficult to quantify exactly the increase in the cost of debt for a given increase in the debt ratio (decrease in equity ratio). Two benchmarks are noteworthy. First, one can examine the yield spreads between adjacent bond rating categories to assess the impact of a change in equity ratio. Second, one can turn to empirical studies to assess the impact of a change in equity ratio on shareholder returns and extrapolate the results to bondholder returns, assuming a linear relationship between return and risk. The results of empirical studies and theoretical studies indicate that equity costs increase from 7.6 to 13.8 basis points per one percentage point increase in the debt ratio. The more recent studies indicate that the upper end of that range is more indicative of the effect on equity costs.

Question :

- 14.4** Veuillez fournir séparément les montants annuels en M\$ de toutes les dépenses en capital pour les projets d'investissements pour les activités réglementées de distribution de gaz naturel au Québec ainsi que toutes les dépenses en capital pour les projets d'investissements et acquisitions (par exemple Green Mountain Power) des autres activités de Gaz Métro et ce pour les 5 dernières années.

Réponse :

(en milliers)	<u>2006</u>	<u>2007</u>	<u>2008</u>	<u>2009</u>	<u>2010</u>
<u>Investissements DAQ par catégorie</u>					
Développement du réseau	46,3	36,9	39,1	33,6	29,7
Amélioration du réseau	29,8	26,1	20,7	32,0	30,1
Installations générales	18,5	13,0	15,6	12,3	17,6
FGC et autres	14,2	9,5	11,3	10,5	12,1
Bécancour	-	46,2	-	-	-
Investissements totaux	108,8	131,8	86,7	88,3	89,5
<u>Investissements ANR</u>					
	17,0	99,8	5,0	2,5	3,4

Question :

14.5 Veuillez fournir séparément les montants annuels en M\$ de capitaux propres et empruntés émis par Gaz Métro pour les 5 dernières années.

Réponse :

Montants en capitaux propres émis par Gaz Métro pour les 5 dernières années :

Exercice 2006 :

- 10 octobre 2006 : Placement privé de 50 millions \$ auprès de SNC Lavalin inc. (2 913 753 parts de Gaz Métro au prix de 17,16 \$ chacune).

Exercice 2007 : Aucun

Exercice 2008 : Aucun

Exercice 2009 : Aucun

Exercice 2010 : Aucun

Exercice 2011 :

- 7 octobre 2010 : Placement de titres de participation de 100 millions \$ par voie de placement privé (5 885 816 nouvelles parts à un prix de 16,99 \$ la part en faveur de Gaz Métro inc. et de Valener Inc. en fonction de leur quote-part respective des parts en circulation).

Montants empruntés par Gaz Métro pour les 5 dernières années:

Exercice 2006 :

- 10 juillet 2006 : 150 M \$, échéance 12 juillet 2021
- 10 juillet 2006 : 150 M \$, échéance 10 juillet 2036

Exercice 2007 : Aucun

Exercice 2008 : Aucun

Exercice 2009 :

- 14 octobre 2008 : 150 M \$, échéance 15 avril 2013
- 18 juin 2009 : 100 M \$, échéance 18 juin 2019

Exercice 2010 : Aucun

Exercice 2011 : Aucun

Question :

14.6 Veuillez fournir séparément les montants annuels en M\$ des flux monétaires générés par les actifs réglementés de distribution de gaz naturel au Québec et les flux monétaires des autres actifs de Gaz Métro et ce pour les 5 dernières années.

Réponse :

(en milliers)	2006			2007			2008			2009			2010		
	DAQ	ANR	Total	DAQ	ANR	Total	DAQ	ANR	Total	DAQ	ANR	Total	DAQ	ANR	Total
Bénéfice	117,1	30,1	147,2	120,9	1,9	122,8	125,3	29,1	154,4	118,1	40,3	158,5	115,9	62,8	178,7
Flux monétaires:															
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	246,6	24,5	271,1	279,3	116,8	396,1	306,6	27,1	333,7	334,1	16,9	351,0	293,8	2,1	295,9
Acquisitions de propriétés, aménagements et équipements	(115,6)		(115,6)	(85,4)		(85,4)	(86,5)		(86,5)	(88,4)		(88,4)	(83,7)		(83,7)
Placements et autres		(15,8)	(15,8)		(195,8)	(195,8)		(2,7)	(2,7)		4,4	4,4		(1,4)	(1,4)
Flux de trésorerie libres	131,0	8,7	139,7	193,9	(79,0)	114,9	220,1	24,3	244,4	245,7	21,3	267,0	210,2	0,7	210,8
Autres informations															
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	17,5		17,5	45,7		45,7	(21,4)		(21,4)	26,0		26,0	(44,6)		(44,6)
Variation des frais reportés et acquisitions d'actifs incorporels	(31,4)		(31,4)	(102,6)		(102,6)	(165,2)		(165,2)	(93,2)		(93,2)	(81,6)		(81,6)
	(13,9)	-	(13,9)	(56,9)		(56,9)	(186,6)		(186,6)	(67,2)		(67,2)	(126,3)		(126,3)

Nous excluons du calcul des flux de trésorerie libres, la variation des éléments hors caisse du fonds de roulement et la variation des frais et crédits reportés, puisque nous voulons éviter que nos calculs soient teintés par la volatilité historiquement élevée de ces éléments.

Question :

14.7 Veuillez expliquer comment vous pouvez recommander une structure de capital présumée de 42,5 % de capitaux propres et 3,5 % d'actions privilégiées pour les actifs réglementés de distribution de gaz naturel au Québec alors que pour l'ensemble des actifs réglementés et non réglementés la structure de capital réelle se situe au environ de 29,3 % de capitaux propres selon S&P. Veuillez indiquer dans votre réponse si les actifs non réglementés sont plus risqués ou moins risqués que les actifs réglementés de distribution de gaz naturel au Québec et pourquoi.

Réponse :

Dr. Morin viewed GMLP under the "stand alone" approach, that is, as an independent operating company, and its cost of equity was inferred as the cost of equity of comparable risk firms, regardless of its parent company risk profile. The "stand alone" approach is predicated on the opportunity cost principle of economics, whereby the cost of any resource, including capital, is the cost of an alternative foregone. Therefore, the cost of equity capital is the risk-adjusted opportunity cost to the investors, regardless of their identity. The relevant considerations in calculating GMLP's cost of capital are the alternatives available to investors and the returns and risks associated with those alternatives. The identity of a company's shareholders should have no bearing on its cost of equity because it is the risk to which the company's equity is exposed which

governs its cost of money. Had GMLP's stock been widely held by the public, the company would be entitled to a return which would fully cover the cost of both its debt and equity.

Under normal circumstances, unregulated activities are generally riskier than regulated activities. Dr. Morin did not consider GMLP's parent company capital structure, nor did he assess its adequacy and reasonableness, as this was outside the scope of his testimony.

To estimate the cost of equity capital for GMLP, Dr. Morin relied on the Pure-Play methodology. The approach consists of identifying publicly-traded companies ("pure-plays") which are most similar to GMLP, and then applying the traditional cost of capital methodologies to the proxy firms.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Stratégie financière

Référence : Décision D-2009-156, dossier R-3690-2009

Préambule :

La dernière décision de la Régie concernant une demande de modification du taux de rendement de Gaz Métro incluant une preuve d'expert.

Question :

15.1 Quels sont les éléments importants qui ont changé depuis cette décision et qui ont un impact significatif aux fins de détermination du taux de rendement. Expliciter votre réponse.

Réponse :

Depuis la décision D-2009-156, les autres distributeurs canadiens ont vu leur taux de rendement et leur structure de capital évoluer et s'ajuster à la hausse de façon plus marquée que Gaz Métro.

De plus, dans le cadre du dossier EB-2009-0084, l'Ontario Energy Board a remis à niveau le taux de rendement pour mettre en place une nouvelle formule d'ajustement automatique qui prévoit un taux de 9,66 % en 2011. Gaz Métro prévoit donc une augmentation des rendements des distributeurs repères en raison des taux qui seront octroyés à Enbridge Gas Distribution et Union Gas à compter de 2012.

Question :

15.2 Veuillez expliquer l'évolution de la position concurrentielle du gaz naturel face aux autres sources d'énergie et ce par type de marché soit résidentiel, commercial et industriel depuis la date de cette décision et indiquer si l'évolution est favorable, neutre ou défavorable.

Réponse :

Les tableaux qui suivent présentent l'évolution de la situation concurrentielle depuis l'année 1999-2000 jusqu'à l'année 2011-2012 prévisionnelle.

Globalement, la position concurrentielle était déjà favorable en 2009. La position concurrentielle est demeurée favorable et s'est même améliorée depuis.

La plupart des prévisionnistes prévoient que le gaz naturel restera avantageux au cours des prochaines années, mais nul ne peut prévoir avec certitude les prix des différentes sources d'énergie.

	(Gaz naturel = 100) Palier tarifaire	Service continu		Service interruptible	
		4.6	4.7	5.5	5.7
1		Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.	Maz.6 2 %S.
2	1999-2000	82	87	86	94
3	2000-2001	62	64	64	69
4	2001-2002	84	89	90	96
5	2002-2003	65	67	68	70
6	2003-2004	55	57	58	60
7	2004-2005	57	59	60	62
8	2005-2006	75	77	79	81
9	2006-2007	83	86	88	91
10	2007-2008	115	117	119	125
11	2008-2009	115	120	124	129
12	2009-2010	153	160	165	172
13	2010-2011 (Prévision)	185	195	197	209
14	2011-2012 (Prévision)	183	191	193	204

(Gaz naturel = 100)	Nouv. const.		Const. existante		Const. existante		
	Équip. neufs et efficaces		Équip. neufs et efficaces		Équip. existants		
Vol. annuel	1 417 m ³		2 151 m ³		2 674 m ³		
	Mazout #2	Électricité	Mazout #2	Électricité	Mazout #2	Électricité	
1							
2	1999-2000	86	120	93	129	88	108
3	2000-2001	73	87	78	92	73	76
4	2001-2002	66	103	71	110	66	91
5	2002-2003	84	93	88	98	83	81
6	2003-2004	78	94	81	98	75	80
7	2004-2005	103	98	106	102	99	83
8	2005-2006	104	89	107	92	99	75
9	2006-2007	111	106	114	109	106	89
10	2007-2008	140	105	145	109	134	89
11	2008-2009	112	104	116	108	107	89
12	2009-2010	118	109	124	114	115	93
13	2010-2011	145	115	153	122	143	100
14	2011-2012	141	115	150	122	140	100

(Gaz naturel = 100)	Profils chauffage								Profil stable n.d.
	14 600 m ³		41 500 m ³		100 000 m ³		400 000 m ³		
Volume annuel	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	Maz.#2	Électr.	
1									
2	1999-2000	90	134	97	150	102	152	108	171
3	2000-2001	74	94	77	101	79	99	81	107
4	2001-2002	68	114	71	125	73	125	75	138
5	2002-2003	83	101	87	109	90	108	93	118
6	2003-2004	72	99	75	108	77	106	79	116
7	2004-2005	100	102	105	110	108	108	113	117
8	2005-2006	102	93	107	99	110	96	113	103
9	2006-2007	112	109	118	117	122	115	128	125
10	2007-2008	144	107	153	115	160	114	169	123
11	2008-2009	112	106	118	114	123	112	129	121
12	2009-2010	123	113	130	122	136	121	144	132
13	2010-2011	154	121	164	131	173	131	185	143
14	2011-2012	155	120	165	131	174	130	186	142

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Stratégie financière

Référence : Gaz Métro-7, document 12, page 81

Préambule :

« The Public Utilities Commission of California relies on such a formula to set the ROEs for the utilities it regulates. The California mechanism adjusts the ROE by 50% of the change in utility bond yields, the latter measured by the relevant long-term utility bond yield matching the utility's bond rating. »

Question :

16.1 Veuillez confirmer que la formule adoptée par la Public Utilities Commission of the State of California (CPUC) à la page 15 de sa décision n'entraîne aucun ajustement au taux de rendement autorisé lorsque la variation constatée de l'écart de rendement de l'indice des obligations de sociétés réglementées de cote AA est de moins de 100 points de base. Si oui, est-ce que votre recommandation est de retenir l'approche de la CPUC ? Sinon pourquoi ?

Réponse :

It is confirmed. Dr. Morin believes the CPUC approach is reasonable.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Stratégie financière

Référence : Gaz Métro-7, document 12, appendix C, page 1

Préambule :

**CANADIAN UTILITY COMPANIES
BETA ESTIMATES**

Company Name	Beta Value Line	Beta Bloomberg
1 ATCO	0,65	0,73
2 Canadian Natural Ressources	1,25	1,42
3 Canadian Utilities	0,35	0,60
4 Emera	0,60	0,61
5 Enbridge	0,65	0,67
6 Fortis	0,60	0,67
7 TransAlta	0,70	0,83
8 TransCanada	0,90	0,64
10 AVERAGE	0,71	0,77
11 TRUNCATED MEAN	0,68	0,69

13 Sources: VLIA 3/2011

14 Bloomberg 3/2011

Question :

17.1 Veuillez décrire les activités réglementées de Canadian Natural Ressources (CNR) et de TransCanada et fournir le % que représentent les actifs réglementés sur l'ensemble de leurs actifs.

Réponse :

First, Dr. Morin notes that the truncated average Value Line and Bloomberg betas excludes CNR from the computation.

Dr. Morin does not have access to that detailed information and nor did he rely on such information to arrive at his recommendation.

General business descriptions of both companies are available on-line:

From Yahoo Finance:

Canadian Natural Resources Limited engages in the exploration, development, production, marketing, and sale of crude oil, natural gas liquids, and natural gas. Company products include light and medium crude oil, primary heavy crude oil, natural gas, and natural gas liquids. Its midstream activities include operation of three crude oil pipelines and an electricity co-generation facility.

From Value Line:

TransCanada Corp. operates the most extensive natural gas pipeline system in Canada, transporting natural gas from the Alberta border to Ontario, Quebec, and the U.S. with more than 37,200 mi. of pipeline. Pipelines were 54% of '10 rev., Energy, 46%. Has interests in Portland System (61.7%-owned), GreatLakes (53.6%), Iroquois (44.5%) pipelines; and is general partner of TC Pipelines. Other transmission, CrossAlta (60%). Also owns power-generation assets. Merged with NOVA, 7/98. Acq. ANR 2/07.

Question :

- 17.2** Veuillez expliquer comment l'ensemble des actifs de CNR et de TransCanada peuvent avoir un risque similaire à celui de Gaz Métro.

Réponse :

These companies possess economic characteristics similar to those of GMLP's utility operations. They are both involved in the delivery of energy services at regulated rates in a cyclical and weather-sensitive market. They both employ a capital-intensive network with similar physical characteristics. They are both subject to rate of return regulation on all or on a portion of their activities.

TransCanada is part of Value Line's Natural Gas Utility Industry group and therefore constitutes one of many proxies for GMLP.

Question :

- 17.3** Veuillez expliquer les différences entre les bêtas de Value Line et de Bloomberg pour Canadian Utilities et TransCanada.

Réponse :

Value Line and Bloomberg use different methodologies to compute betas.

Using the default settings, Bloomberg performs a regression of the historical trading prices of the stock against the S&P 500 (SPX) using weekly data over a two-year period. (**NOTE:** Depending on the security, you can often find data for the past 20-25 years.) The Betas are adjusted for their long-term tendency to converge toward 1.00.

Value Line computes beta as a relative measure of the historical sensitivity of the stock's price to overall fluctuations in the New York Stock Exchange Composite Index. The "Beta coefficient" is derived from a regression analysis of the relationship between weekly percentage changes in the price of a stock and weekly percentage changes in the NYSE Index over a period of five years. In the case of shorter price histories, a shorter time period is used, but two years is the minimum. The Betas are adjusted for their long-term tendency to converge toward 1.00.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Stratégie financière

Références : (i) Gaz Métro-7, document 12, pages 69 à 71
(ii) Gaz Métro-7, document 12, appendix C, page 19
(iii) Gaz Métro-7, document 12, appendix C, page 14

Question :

18.1 Veuillez déposer sous format électronique (fichiers pdf) les FORM 10-K de la « *Securities and Exchange Commission* » pour l'exercice 2009, ou 2010 si disponible, de chaque société américaine de votre échantillon de la référence (ii).

Réponse :

The form 10-Ks are available on-line from the EDGAR database at www.sec.gov/edgar.shtml

Question :

18.2 Veuillez préciser, pour chaque société américaine de votre échantillon de la référence (ii), le nom de l'organisme régulateur qui a autorisé le dernier rendement sur l'avoir-propre (ROE), la date à laquelle ce rendement a été autorisé, le rendement et la structure de capital autorisé, la référence de chaque décision avec, si possible, le lien hypertexte menant à la version électronique.

Réponse :

This information is available from AUS Utility Reports Inc. June 2011 edition and from SNL Regulatory Research Associates' quarterly review of allowed ROEs and allowed capital structure. Both of these proprietary documents are attached subject to copyright notices.

Question :

18.3 Veuillez présenter, pour chaque société américaine de votre échantillon de la référence (ii), le pourcentage de chaque activité réglementée ou non réglementée (production, transport, distribution de gaz naturel, d'électricité ou autre, etc.) et la répartition en pourcentage du type de clientèle (résidentielle, commerciale et industrielle) pour les activités de distribution de gaz naturel uniquement.

Réponse :

The percentage of revenues from regulated operations for each company is available on AUS Utility Reports June 2011. The document is attached to Response 18.2. Dr. Morin does not have access to the breakdown of gas revenues between customer classes for each of the companies.

Question :

18.4 Veuillez indiquer quelles sociétés canadiennes et américaines de vos échantillons des références (iii) et (ii) ont des tarifs fixés selon une réglementation incitative et inclure une description sommaire de ces mécanismes incitatifs ainsi que les rendements additionnels pouvant être obtenus. Veuillez fournir l'identification et la référence de chaque décision avec, si possible, le lien hypertexte menant à la version électronique de chacune.

Réponse :

Dr. Morin does not possess such detailed information as it is well outside the scope of his testimony, and nor did Dr. Morin rely on such information to arrive at his recommendation.

Question :

18.5 Veuillez fournir la liste des comptes de frais reportés, les comptes de nivellement et les comptes de crédits reportés inclus à la base de tarification de Gaz Métro ainsi que ceux hors base. Veuillez comparer ces comptes à ceux des sociétés canadiennes et américaines de vos échantillons de la référence (iii) et (ii). Veuillez expliquer les différences.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse à la question 1.4 de l'ACIG à Gaz Métro sur le risque d'affaires (Gaz Métro-7, Document 11.1) pour l'information pertinente sur Gaz Métro.

Dr. Morin does not possess such detailed information on its sample as it is well outside the scope of his testimony, and nor did Dr. Morin rely on such information to arrive at his recommendation.

Question :

18.6 Veuillez fournir pour chaque société canadienne de la référence (iii) et pour chaque société américaine de la référence (ii), les rendements autorisés et les rendements réalisés et ce pour la période de 1990 à 2010 pour les actifs réglementés de distribution de gaz naturel uniquement. Veuillez fournir vos références détaillées.

Réponse :

Dr. Morin does not possess such detailed information as it is well outside the scope of his testimony, and nor did Dr. Morin rely on such information to arrive at his recommendation.

Question :

18.7 Veuillez fournir les rendements de l'avoir propre de base autorisés et les bonifications autorisées ainsi que les rendements totaux réalisés par Gaz Métro de 1990 à 2010.

Réponse :

	Taux de rendement de base	Taux de rendement autorisé	Taux de rendement réalisé
1990	14,25 %	14,25 %	14,25 %
1991	14,25 %	14,25 %	14,25 %
1992	14,00 %	14,00 %	14,00 %
1993	12,50 %	12,50 %	12,50 %
1994	12,00 %	12,00 %	12,04 %
1995	12,00 %	12,00 %	11,78 %
1996	12,00 %	12,00 %	12,04 %
1997	11,50 %	11,50 %	11,90 %
1998	10,75 %	10,75 %	11,09 %
1999	9,64 %	9,64 %	10,22 %
2000	9,72 %	9,72 %	10,06 %
2001	9,60 %	10,38 %	9,60 %
2002	9,67 %	9,69 %	10,67 %
2003	9,89 %	10,34 %	10,82 %
2004	9,45 %	10,96 %	11,47 %
2005	9,69 %	11,64 %	10,51 %
2006	8,95 %	9,33 %	9,66 %
2007	8,73 %	9,57 %	9,90 %
2008	9,05 %	9,52 %	10,45 %
2009	8,76 %	8,94 %	9,90 %
2010	9,20 %	9,20 %	10,30 %
2011	9,09 %	9,09 %	N/D

Question :

18.8 Les passifs reliés aux fonds de pension et autres bénéfices marginaux ainsi que les passifs reliés aux soins de santé sont des passifs significatifs dans les bilans des sociétés américaines citées en référence (ii). Veuillez indiquer si les agences de crédit tiennent compte de ces éléments afin de déterminer un portrait fidèle et exact du risque financier de ces sociétés. S'ils n'en tiennent pas compte alors veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Bond rating agencies examine and take into account a number of qualitative and quantitative factors, including unfunded pension fund/health care related liabilities, equity ratio, coverage ratios, and internal cash generation, before rendering a rating decision. These factors are considered both individually and collectively, and the ability to satisfy a single benchmark is not necessarily a guarantor of a given credit rating.

Question :

18.9 Est-ce que le Dr Morin a tenu compte des passifs significatifs dans sa comparaison, à la référence (i), de la structure de capital entre la société Gaz Métro et les sociétés américaines? Si oui, veuillez expliquer comment le Dr Morin en a tenu compte dans la preuve et sinon veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

The impact of such significant liabilities is presumably already embedded into market data such as bond ratings, beta, and stock price.

REGULATORY FOCUS

January 7, 2011

MAJOR RATE CASE DECISIONS--CALENDAR 2010

The average return on equity (ROE) authorized electric utilities in 2010 approximated 10.3% compared to 10.5% in 2009. There were 59 electric ROE determinations in 2010, up substantially from 39 in 2009. The average ROE authorized gas utilities approximated 10.1% in 2010, compared to 10.2% in 2009. There were 36 gas cases that included an ROE determination in 2010, and 29 in 2009. Not included in these averages is a Sept. 16, 2010, New York Public Service Commission decision authorizing Consolidated Edison of New York's steam operations a 9.6% ROE. We note that this report utilizes the simple mean for the return averages.

After reaching a low in the early-2000's, the number of rate case decisions for energy companies has generally increased over the last several years. There were 124 electric and gas rate decisions in 2010, versus 95 in 2009, and only 32 back in 2001. Increased costs, including environmental compliance expenditures, the need for generation and delivery infrastructure upgrades and expansion, renewable generation mandates, and higher employee benefit costs argue for a continuation of the increased level of rate case activity over the next few years.

We note that electric industry restructuring in certain states has led to the unbundling of rates and retail competition for generation. Commissions in those states are now authorizing revenue requirement and return parameters for delivery operations only (which we footnote in our chronology beginning on page 5), thus complicating historical data comparability. We also note that while the heightened business risk associated with the sluggish economy may have increased corporate capital costs, higher average authorized ROEs did not materialize in 2010 or in 2009. In fact, average authorized ROEs have declined slightly over the last two years, and some state commissions have cited customer hardship as a significant factor influencing their equity return authorizations.

The table on page 2 shows the average ROE authorized in major electric and gas rate decisions annually since 1990, and by quarter since 2004, followed by the number of observations in each period. The tables on page 3 show the composite electric and gas industry data for all major cases summarized annually since 1997 and by quarter for the past eight quarters. The individual electric and gas cases decided in 2010 are listed on pages 5-9, with the decision date (generally the date on which the final order was issued) shown first, followed by the company name, the abbreviation for the state issuing the decision, the authorized rate of return (ROR), return on equity (ROE), and percentage of common equity in the adopted capital structure. Next we show the month and year in which the adopted test year ended, whether the commission utilized an average or a year-end rate base, and the amount of the permanent rate change authorized. The dollar amounts represent the permanent rate change ordered at the time decisions were rendered. Fuel adjustment clause rate changes are not reflected in this study. We note that the cases and averages included in this study may be slightly different from those in our online rate case history database, with any differences likely the result of this study's inclusion of ROE determinations that are rendered in cost-of-capital-only proceedings in California.

(Text continued on page 4.)

Average Equity Returns Authorized January 1990 - December 2010

Year	Period	Electric Utilities		Gas Utilities	
		ROE %	(# Cases)	ROE %	(# Cases)
1990	Full Year	12.70	(44)	12.67	(31)
1991	Full Year	12.55	(45)	12.46	(35)
1992	Full Year	12.09	(48)	12.01	(29)
1993	Full Year	11.41	(32)	11.35	(45)
1994	Full Year	11.34	(31)	11.35	(28)
1995	Full Year	11.55	(33)	11.43	(16)
1996	Full Year	11.39	(22)	11.19	(20)
1997	Full Year	11.40	(11)	11.29	(13)
1998	Full Year	11.66	(10)	11.51	(10)
1999	Full Year	10.77	(20)	10.66	(9)
2000	Full Year	11.43	(12)	11.39	(12)
2001	Full Year	11.09	(18)	10.95	(7)
2002	Full Year	11.16	(22)	11.03	(21)
2003	Full Year	10.97	(22)	10.99	(25)
	1st Quarter	11.00	(3)	11.10	(4)
	2nd Quarter	10.54	(6)	10.25	(2)
	3rd Quarter	10.33	(2)	10.37	(8)
	4th Quarter	10.91	(8)	10.66	(6)
2004	Full Year	10.75	(19)	10.59	(20)
	1st Quarter	10.51	(7)	10.65	(2)
	2nd Quarter	10.05	(7)	10.54	(5)
	3rd Quarter	10.84	(4)	10.47	(5)
	4th Quarter	10.75	(11)	10.40	(14)
2005	Full Year	10.54	(29)	10.46	(26)
	1st Quarter	10.38	(3)	10.63	(6)
	2nd Quarter	10.68	(6)	10.50	(2)
	3rd Quarter	10.06	(7)	10.45	(3)
	4th Quarter	10.39	(10)	10.14	(5)
2006	Full Year	10.36	(26)	10.43	(16)
	1st Quarter	10.27	(8)	10.44	(10)
	2nd Quarter	10.27	(11)	10.12	(4)
	3rd Quarter	10.02	(4)	10.03	(8)
	4th Quarter	10.56	(16)	10.27	(15)
2007	Full Year	10.36	(39)	10.24	(37)
	1st Quarter	10.45	(10)	10.38	(7)
	2nd Quarter	10.57	(8)	10.17	(3)
	3rd Quarter	10.47	(11)	10.49	(7)
	4th Quarter	10.33	(8)	10.34	(13)
2008	Full Year	10.46	(37)	10.37	(30)
	1st Quarter	10.29	(9)	10.24	(4)
	2nd Quarter	10.55	(10)	10.11	(8)
	3rd Quarter	10.46	(3)	9.88	(2)
	4th Quarter	10.54	(17)	10.27	(15)
2009	Full Year	10.48	(39)	10.19	(29)
	1st Quarter	10.66	(17)	10.24	(9)
	2nd Quarter	10.08	(14)	9.99	(11)
	3rd Quarter	10.26	(11)	9.93	(4)
	4th Quarter	10.30	(17)	10.09	(12)
2010	Full Year	10.34	(59)	10.08	(36)

Electric Utilities--Summary Table*

	Period	ROR % (# Cases)		ROE % (# Cases)		Eq. as %		Amt.	
						Cap. Struc. (# Cases)		\$ Mil. (# Cases)	
1997	Full Year	9.16	(12)	11.40	(11)	48.79	(11)	-553.3	(33)
1998	Full Year	9.44	(9)	11.66	(10)	46.14	(8)	-429.3	(31)
1999	Full Year	8.81	(18)	10.77	(20)	45.08	(17)	-1,683.8	(30)
2000	Full Year	9.20	(12)	11.43	(12)	48.85	(12)	-291.4	(34)
2001	Full Year	8.93	(15)	11.09	(18)	47.20	(13)	14.2	(21)
2002	Full Year	8.72	(20)	11.16	(22)	46.27	(19)	-475.4	(24)
2003	Full Year	8.86	(20)	10.97	(22)	49.41	(19)	313.8	(12)
2004	Full Year	8.44	(18)	10.75	(19)	46.84	(17)	1,091.5	(30)
2005	Full Year	8.30	(26)	10.54	(29)	46.73	(27)	1,373.7	(36)
2006	Full Year	8.24	(24)	10.36	(26)	48.67	(23)	1,465.0	(42)
2007	Full Year	8.22	(38)	10.36	(39)	48.01	(37)	1,401.9	(46)
2008	Full Year	8.25	(35)	10.46	(37)	48.41	(33)	2,899.4	(42)
	1st Quarter	8.19	(8)	10.29	(9)	48.52	(8)	857.0	(14)
	2nd Quarter	8.05	(9)	10.55	(10)	47.66	(9)	1,425.0	(17)
	3rd Quarter	8.48	(3)	10.46	(3)	47.20	(3)	317.1	(7)
	4th Quarter	8.30	(18)	10.54	(17)	49.41	(17)	1,593.2	(20)
2009	Full Year	8.23	(38)	10.48	(39)	48.61	(37)	4,192.3	(58)
	1st Quarter	7.95	(17)	10.66	(17)	48.36	(16)	2,010.0	(19)
	2nd Quarter	7.95	(15)	10.08	(14)	47.07	(13)	937.5	(19)
	3rd Quarter	8.16	(12)	10.26	(11)	49.52	(11)	730.6	(18)
	4th Quarter	7.95	(15)	10.30	(17)	49.00	(14)	1,666.6	(20)
2010	Full Year	7.99	(59)	10.34	(59)	48.45	(54)	5,344.7	(76)

Gas Utilities--Summary Table*

	Period	ROR % (# Cases)		ROE % (# Cases)		Eq. as %		Amt.	
						Cap. Struc. (# Cases)		\$ Mil. (# Cases)	
1997	Full Year	9.13	(13)	11.29	(13)	47.78	(11)	-82.5	(21)
1998	Full Year	9.46	(10)	11.51	(10)	49.50	(10)	93.9	(20)
1999	Full Year	8.86	(9)	10.66	(9)	49.06	(9)	51.0	(14)
2000	Full Year	9.33	(13)	11.39	(12)	48.59	(12)	135.9	(20)
2001	Full Year	8.51	(6)	10.95	(7)	43.96	(5)	114.0	(11)
2002	Full Year	8.80	(20)	11.03	(21)	48.29	(18)	303.6	(26)
2003	Full Year	8.75	(22)	10.99	(25)	49.93	(22)	260.1	(30)
2004	Full Year	8.34	(21)	10.59	(20)	45.90	(20)	303.5	(31)
2005	Full Year	8.25	(29)	10.46	(26)	48.66	(24)	458.4	(34)
2006	Full Year	8.51	(16)	10.43	(16)	47.43	(16)	444.0	(25)
2007	Full Year	8.12	(32)	10.24	(37)	48.37	(30)	813.4	(48)
2008	Full Year	8.48	(30)	10.37	(30)	50.47	(30)	884.8	(41)
	1st Quarter	8.11	(5)	10.24	(4)	44.97	(4)	167.6	(7)
	2nd Quarter	8.05	(7)	10.11	(8)	48.84	(7)	92.5	(8)
	3rd Quarter	8.30	(2)	9.88	(2)	51.00	(2)	19.2	(4)
	4th Quarter	8.19	(14)	10.27	(15)	49.35	(15)	195.7	(18)
2009	Full Year	8.15	(28)	10.19	(29)	48.72	(28)	475.0	(37)
	1st Quarter	8.20	(10)	10.24	(9)	50.27	(9)	177.3	(11)
	2nd Quarter	7.80	(11)	9.99	(11)	46.31	(11)	230.2	(12)
	3rd Quarter	8.13	(4)	9.93	(4)	49.00	(4)	290.5	(10)
	4th Quarter	7.83	(12)	10.09	(12)	49.60	(13)	113.8	(15)
2010	Full Year	7.95	(37)	10.08	(36)	48.72	(37)	811.8	(48)

* Number of observations in each period indicated in parentheses.

The table below tracks the average equity return authorized for all electric and gas rate cases combined, by year, for the last 21 years. As the table reveals, since 1990 the authorized ROEs have generally trended downward, reflecting the significant decline in interest rates that has occurred over this time frame. The combined average equity returns authorized for electric and gas utilities in each of the years 1990 through 2010, and the number of observations for each year are as follows:

1990	12.69%	(75)	2000	11.41%	(24)
1991	12.51	(80)	2001	11.05	(25)
1992	12.06	(77)	2002	11.10	(43)
1993	11.37	(77)	2003	10.98	(47)
1994	11.34	(59)	2004	10.67	(39)
1995	11.51	(49)	2005	10.50	(55)
1996	11.29	(42)	2006	10.39	(42)
1997	11.34	(24)	2007	10.30	(76)
1998	11.59	(20)	2008	10.42	(67)
1999	10.74	(29)	2009	10.36	(68)
			2010	10.24	(95)

Dennis Sperduto

©2011, Regulatory Research Associates, Inc. All Rights Reserved. Confidential Subject Matter. WARNING! This report contains copyrighted subject matter and confidential information owned solely by Regulatory Research Associates, Inc. ("RRA"). Reproduction, distribution or use of this report in violation of this license constitutes copyright infringement in violation of federal and state law. RRA hereby provides consent to use the "email this story" feature to redistribute articles within the subscriber's company. Although the information in this report has been obtained from sources that RRA believes to be reliable, RRA does not guarantee its accuracy.

ELECTRIC UTILITY DECISIONS

<u>Date</u>	<u>Company (State)</u>	<u>ROR</u> <u>%</u>	<u>ROE</u> <u>%</u>	<u>Common</u> <u>Eq. as %</u> <u>Cap. Str.</u>	<u>Test Year</u> <u>&</u> <u>Rate Base</u>	<u>Amt.</u> <u>\$ Mil.</u>
1/11/10	Detroit Edison (MI)	7.02	11.00	39.48 *	6/10-A	217.4 (I)
1/12/10	Northern States Power (SD)	8.32	---	---	---	10.9 (B)
1/19/10	Interstate Power & Light (IA)	8.91	10.80	49.52	12/08-A	83.7 (I)
1/22/10	Portland General Electric (OR)	---	---	---	---	9.8 (B)
1/26/10	PacifiCorp (OR)	8.08	10.13	51.00	12/10-A	41.5 (B)
1/27/10	Westar Energy (KS)	8.49	10.40	50.13	---	8.5 (B)
1/27/10	Kansas Gas & Elec. (KS)	8.49	10.40	50.13	---	8.5 (B)
1/27/10	Duke Energy Carolinas (SC)	8.41	10.70 (1)	53.00	12/08-YE	74.1 (B)
2/9/10	Narragansett Electric (RI)	7.20	9.80	42.75 (Hy)	12/08-A	23.5 (D)
2/18/10	PacifiCorp (UT)	8.34	10.60	51.00	6/10-A	32.4
2/24/10	Idaho Power (OR)	8.06	10.18	49.80	12/09	5.0 (B)
3/2/10	Potomac Electric Power (DC)	8.01	9.63	46.18	12/08-A	19.8 (D)
3/4/10	Kentucky Utilities (VA)	7.85	10.50	53.62	12/08-A	10.6 (I,B)
3/5/10	Florida Power (FL)	7.88	10.50	46.76 *	12/10-A	126.2 (I,2)
3/11/10	Virginia Electric and Power (VA)	---	11.90 (3)	---	12/08	0.0 (I,B)
3/11/10	Virginia Electric and Power (VA)	7.81 (E)	12.30 (4)	47.71	---	71.0 (I,B,4)
3/11/10	Virginia Electric and Power (VA)	7.81 (E)	12.30 (5)	47.71	---	64.0 (I,B,5)
3/17/10	Florida Power & Light (FL)	6.65	10.00	47.00 *	12/10-A	75.5
3/26/10	Consolidated Edison of New York (NY)	7.76	10.15	48.00	3/11-A	1,127.6 (D,B,Z)
2010	1ST QUARTER: AVERAGES/TOTAL	7.95	10.66	48.36		2,010.0
	MEDIAN	8.01	10.50	48.76		---
	OBSERVATIONS	17	17	16		19
4/2/10	Puget Sound Energy (WA)	8.10	10.10	46.00 (Hy)	12/08-A	74.1 (R)
4/16/10	Southwestern Electric Power (TX)	---	---	---	3/09	25.0 (B)
4/29/10	Central Illinois Light (IL)	8.05	9.90	43.61	12/08-YE	4.9 (D,R)
4/29/10	Central Illinois Public Service (IL)	8.02	10.06	48.67	12/08-YE	23.7 (D,R)
4/29/10	Illinois Power (IL)	8.97	10.26	43.55	12/08-YE	28.2 (D,R)
5/12/10	Atlantic City Electric (NJ)	8.69	10.30	49.10	12/09-YE	20.0 (D,B)
5/12/10	Rockland Electric (NJ)	8.21	10.30	49.85	12/09-YE	9.8 (D,B)
5/14/10	PacifiCorp (WY)	8.33	---	---	---	35.5 (B,Z)
5/26/10	MDU Resources (WY)	8.25	10.00	49.77	12/08-YE	2.7
5/28/10	Union Electric (MO)	8.06	10.10	51.26	3/09-YE	229.6
6/7/10	Public Service Electric & Gas (NJ)	8.21	10.30	51.20	12/09-YE	73.5 (D,B)
6/15/10	PacifiCorp (UT)	---	---	---	---	30.8 (B,6)
6/18/10	Central Hudson Gas & Electric (NY)	7.43	10.00	48.00	6/11-A	30.2 (D,B,Z)
6/23/10	Entergy Arkansas (AR)	5.04	10.20	29.32 *	6/09-YE	63.7 (B,R)
6/23/10	Empire District Electric (KS)	---	---	---	---	2.8 (B)
6/25/10	Monongahela Power/Potomac Ed. (WV)	8.71	---	---	12/08-A	60.0 (B,Z)
6/28/10	Kentucky Power (KY)	---	10.50	---	9/09-YE	63.7 (B)
6/28/10	Public Service of New Hampshire (NH)	7.51	9.67	52.40	---	57.4 (D,I,B)
6/30/10	Connecticut Light & Power (CT)	7.68	9.40	49.20	6/09-DC	101.9 (D,Z)
2010	2ND QUARTER: AVERAGES/TOTAL	7.95	10.08	47.07		937.5
	MEDIAN	8.10	10.10	49.10		---
	OBSERVATIONS	15	14	13		19

ELECTRIC UTILITY DECISIONS (continued)

7/1/10	Wisconsin Electric Power (MI)	6.99	10.25	47.61 *	12/10-A	23.5 (I)
7/15/10	South Carolina Electric & Gas (SC)	8.56	10.70	52.96	9/09-YE	101.2 (B,Z)
7/15/10	Appalachian Power (VA)	7.85	10.53	41.53	12/08-YE	61.5
7/30/10	Maui Electric (HI)	8.67	10.70	54.89	12/07-A	13.2 (B,I)
7/30/10	Kentucky Utilities (KY)	---	---	---	10/09-YE	98.0 (B)
7/30/10	Louisville Gas & Electric (KY)	---	---	---	10/09-YE	74.0 (B)
7/30/10	El Paso Electric (TX)	---	---	---	6/09	17.2 (B,7)
8/4/10	Black Hills Colorado Electric Utility (CO)	9.32	10.50	52.00	7/09	17.9 (B)
8/6/10	Potomac Electric Power (MD)	8.18	9.83	48.87	12/09-A	7.8
8/11/10	Black Hills Power (SD)	8.26	---	---	6/09-A	22.0 (B,I)
8/18/10	Empire District Electric (MO)	---	---	---	6/09-YE	46.8 (B)
8/25/10	Northern Indiana Public Service (IN)	7.29	9.90	49.95 *	12/07-YE	-48.9
9/14/10	Hawaiian Electric (HI)	8.62	10.70	55.10	12/07-A	77.5 (B,I)
9/16/10	New York State Electric & Gas (NY)	7.48	10.00	48.00	8/11-A	88.7 (D,B,Z,8)
9/16/10	Rochester Gas and Electric (NY)	8.47	10.00	48.00	8/11-A	54.2 (D,B,Z,8)
9/21/10	Avista Corp. (ID)	---	---	---	12/09	21.3 (B)
9/30/10	UNS Electric (AZ)	8.28	9.75	45.76	12/08-YE	7.4
9/30/10	South Carolina Electric & Gas (SC)	---	---	---	---	47.3 (9)
2010	3RD QUARTER: AVERAGES/TOTAL	8.16	10.26	49.52		730.6
	MEDIAN	8.27	10.25	48.87		---
	OBSERVATIONS	12	11	11		18
10/14/10	Indiana Michigan Power (MI)	7.53	10.35	44.14 *	12/10-A	35.7 (B,I)
10/28/10	Hawaii Electric Light (HI)	8.33	10.70	51.19	12/06-A	24.6 (B,I)
11/2/10	Minnesota Power (MN)	8.18	10.38	54.29	12/10-A	67.5 (I)
11/4/10	Consumers Energy (MI)	6.98	10.70	41.59 *	6/11-A	145.7 (I)
11/19/10	Avista Corp. (WA)	7.91	10.20	46.50	12/09-A	29.5 (B)
11/22/10	Kansas City Power & Light (KS)	8.37	10.00	49.66	9/09-YE	21.8
12/1/10	Entergy Texas (TX)	8.52	10.13	---	6/09	68.0 (B,I,Z)
12/6/10	Baltimore Gas & Electric (MD)	8.06	9.86	51.93	7/10-A	31.0
12/9/10	NorthWestern Corp. (MT)	7.80	10.00	48.00	12/08-A	6.5 (D,B,I,E)
12/15/10	Interstate Power & Light (IA)	---	10.00	---	12/09-A	114.5 (I,10)
12/13/10	Dominion North Carolina Power (NC)	8.22	10.70	51.00	12/08-YE	3.1 (B)
12/14/10	PacifiCorp (OR)	8.08	10.13	51.00	12/11-A	84.6 (B)
12/17/10	Portland General Electric (OR)	8.03	10.00	50.00	12/11-A	100.2 (B)
12/20/10	Sierra Pacific Power (NV)	8.06	10.60	44.11	12/09-YE	13.1
12/21/10	Upper Peninsula Power (MI)	7.12	10.30	50.42 *	---	8.9 (B)
12/21/10	PECO Energy (PA)	---	---	---	12/10	225.0 (D,B)
12/21/10	PPL Electric Utilities (PA)	---	---	---	12/10	77.5 (D,B)
12/21/10	PacifiCorp (UT)	---	---	---	---	33.3 (B,11)
12/27/10	PacifiCorp (ID)	7.98	9.90	52.10	12/09-A	13.8
12/29/10	Georgia Power (GA)	---	11.15	---	---	562.3 (B)
2010	4TH QUARTER: AVERAGES/TOTAL	7.95	10.30	49.00		1,666.6
	MEDIAN	8.06	10.20	50.21		---
	OBSERVATIONS	15	17	14		20
2010	FULL YEAR: AVERAGES/TOTAL	7.99	10.34	48.45		5,344.7
	MEDIAN	8.06	10.25	49.36		---
	OBSERVATIONS	59	59	54		76

GAS UTILITY DECISIONS

Date	Company (State)	ROR %	ROE %	Common Eq. as % Cap. Str.	Test Year & Rate Base	Amt. \$ Mil.
1/11/10	CenterPoint Energy Resources (MN)	8.09	10.24	52.55	12/09-A	40.8 (I)
1/20/10	Empire District Gas (MO)	---	---	---	---	2.6 (B)
1/21/10	Peoples Gas Light & Coke (IL)	8.05	10.23	56.00	12/10-A	69.8
1/21/10	North Shore Gas (IL)	8.19	10.33	56.00	12/10-A	13.9
1/26/10	Atmos Energy (TX)	8.60	10.40	48.91	6/08-YE	2.7 (E)
2/10/10	Southern Union (MO)	7.72	10.00	38.66	12/08-YE	16.2 (Bp)
2/23/10	CenterPoint Energy Resources (TX)	8.65	10.50	55.60	3/09-YE	5.1
3/9/10	SourceGas Distribution (NE)	7.80	9.60	49.96	12/08-YE	1.6 (I)
3/19/10	Mountaineer Gas (WV)	8.72	---	---	12/08-A	19.0 (B)
3/24/10	MidAmerican Energy (IL)	7.60	10.13	47.08	12/08-YE	2.7
3/31/10	Atmos Energy (GA)	8.61	10.70	47.70	10/10-A	2.9
2010	1ST QUARTER: AVERAGES/TOTAL	8.20	10.24	50.27		177.3
	MEDIAN	8.14	10.24	49.96		---
	OBSERVATIONS	10	9	9		11
4/2/10	Puget Sound Energy (WA)	8.10	10.10	46.00 (Hy)	12/08-A	10.1 (R)
4/14/10	UNS Gas (AZ)	8.00	9.50	49.90	6/08-YE	3.5
4/29/10	Central Illinois Light (IL)	7.83	9.40	43.61	12/08-YE	-5.7 (R)
4/29/10	Central Illinois Public Service (IL)	7.59	9.19	48.67	12/08-YE	0.3 (R)
4/29/10	Illinois Power (IL)	8.59	9.40	43.55	12/08-YE	-7.4 (R)
5/17/10	Consumers Energy (MI)	7.02	10.55	40.78 *	9/10-A	65.9 (I)
5/24/10	Chattanooga Gas (TN)	7.41	10.05	46.06	4/11-A	0.1
5/28/10	Atmos Energy (KY)	---	---	---	---	6.1 (B)
6/3/10	Michigan Consolidated Gas (MI)	7.19	11.00	38.78 *	12/10-A	118.6 (I)
6/3/10	Questar Gas (UT)	8.42	10.35	52.91	12/10-A	2.6 (B,12)
6/18/10	Public Service Electric & Gas (NJ)	8.21	10.30	51.20	12/09-YE	26.5 (B)
6/18/10	Central Hudson Gas & Electric (NY)	7.43	10.00	48.00	6/11-A	9.6 (B,Z)
2010	2ND QUARTER: AVERAGES/TOTAL	7.80	9.99	46.31		230.2
	MEDIAN	7.83	10.05	46.06		---
	OBSERVATIONS	11	11	11		12

GAS UTILITY DECISIONS (continued)

7/30/10	Atmos Energy (KS)	---	---	---	---	3.9 (B)
7/30/10	Louisville Gas & Electric (KY)	---	---	---	10/09-YE	17.0 (B)
8/17/10	Black Hills Nebraska Gas Utility (NE)	9.11	10.10	52.00	7/09-YE	8.3 (R,I)
8/18/10	Atmos Energy (MO)	---	---	---	---	5.7 (B)
8/18/10	Laclede Gas (MO)	---	---	---	---	31.4 (B)
8/18/10	Columbia Gas of Pennsylvania (PA)	---	---	---	9/09	12.0 (B)
9/16/10	New York State Electric & Gas (NY)	7.48	10.00	48.00	8/11-A	34.0 (B,Z,8)
9/16/10	Rochester Gas and Electric (NY)	8.47	10.00	48.00	8/11-A	34.6 (B,Z,8)
9/21/10	Avista Corp. (ID)	---	---	---	12/09	1.9 (B)
9/22/10	Consolidated Edison of New York (NY)	7.46	9.60	48.00	9/11-A	141.7 (B,Z)
2010	3RD QUARTER: AVERAGES/TOTAL	8.13	9.93	49.00		290.5
	MEDIAN	7.98	10.00	48.00		---
	OBSERVATIONS	4	4	4		10
10/6/10	South Carolina Electric & Gas (SC)	---	---	---	3/10	-10.4 (M)
10/21/10	Delta Natural Gas (KY)	7.97	10.40	44.49	12/09-YE	3.5 (R)
11/2/10	Boston Gas (MA) (13)	7.91	9.75	50.00 (Hy)	12/09-YE	41.5
11/2/10	Colonial Gas (MA)	8.16	9.75	50.00 (Hy)	12/09-YE	16.5
11/3/10	Atlanta Gas Light (GA)	8.10	10.75	51.00	5/11-A	26.6
11/4/10	Northern Indiana Public Service (IN)	---	---	46.29 *	12/09-YE	-14.8 (B)
11/19/10	Avista Corp. (WA)	7.91	10.20	46.50	12/09-A	4.6 (B)
12/1/10	SourceGas Distribution (CO)	8.02	10.00	50.48	12/09-A	2.8 (B)
12/6/10	Nothern States Power-Minnesota (MN)	8.28	10.09	52.46	12/10-A	7.3 (I)
12/6/10	Baltimore Gas & Electric (MD)	7.90	9.56	51.93	7/10-A	9.8
12/9/10	NorthWestern Corp. (MT)	7.92	10.25	48.00	12/08-A	-1.0 (B,I)
12/14/10	Texas Gas Service (TX)	8.65	10.33	59.24	6/09-YE	0.8
12/20/10	Sierra Pacific Power (NV)	5.18	10.05	44.11	12/09-YE	2.7
12/23/10	SourceGas Distribution (WY)	7.98	9.92	50.34	8/09-YE	4.3
12/29/10	PECO Energy (PA)	---	---	---	12/10	19.6 (B)
2010	4TH QUARTER: AVERAGES/TOTAL	7.83	10.09	49.60		113.8
	MEDIAN	7.98	10.07	50.00		---
	OBSERVATIONS	12	12	13		15
2010	FULL YEAR: AVERAGES/TOTAL	7.95	10.08	48.72		811.8
	MEDIAN	8.00	10.10	48.67		---
	OBSERVATIONS	37	36	37		48

FOOTNOTES

A- Average

B- Order followed stipulation or settlement by the parties. Decision particulars not necessarily precedent-setting or specifically adopted by the regulatory body.

Bp- Order followed partial stipulation or settlement by the parties. Decision particulars not necessarily precedent-setting or specifically adopted by the regulatory body.

CWIP- Construction work in progress

D- Applies to electric delivery only

DC- Date certain

E- Estimated

Hy- Hypothetical capital structure

I- Interim rates implemented prior to the issuance of final order, normally under bond and subject to refund.

M- "Make-whole" rate change based on return on equity or overall return authorized in previous case.

R- Revised

YE- Year-end

Z- Rate change implemented in multiple steps.

* Capital structure includes cost-free items or tax credit balances at the overall rate of return.

- (1) While the authorized rate increase is based on a 10.7% ROE, the settlement specifies that the company is permitted to earn up to an 11% ROE.
- (2) The permanent rate increase includes a \$126.2 million increase that was authorized by the PSC on 5/19/09 in a separate proceeding related to the repowering of the Bartow generating plant. The company had also requested recovery of the Bartow repowering costs in this base rate proceeding. In addition, the \$126.2 million Bartow-related increase, when adjusted for 2010 billing determinants, increases to \$132.1 million.
- (3) Authorized 11.9% ROE includes an 11.3% base ROE and a 60-basis-point management efficiency premium.
- (4) Parameters apply to rider for the Virginia City Hybrid Energy Center, and the specified ROE includes an 11.3% base equity return and a 100-basis-point premium.
- (5) Parameters apply to rider for the Bear Garden generation facility, and the specified ROE includes an 11.3% base equity return and a 100-basis-point premium.
- (6) Case is a limited-issue proceeding involving PacifiCorp's incremental investment in a transmission line and an environmental upgrade project.
- (7) The rate increase is effective retroactive to 7/1/10.
- (8) The 2010 rate increase is effective retroactive to 8/25/10.
- (9) Authorized rate increase represents a current cash return on incremental V.C. Summer nuclear plant CWIP. The increase incorporates a previously authorized 11% ROE and incremental CWIP of \$399.1 million as of June 30, 2010.
- (10) The authorized 10% ROE relates to the portion of the company's rate base not associated with the Emery Generating Station and Whispering Willow Wind Farm.
- (11) Case is a limited-issue proceeding involving PacifiCorp's incremental investment in a transmission line and a wind facility.
- (12) Rate increase effective 8/1/10.
- (13) The rate increase approved for Boston Gas reflects the combined revenue requirement for both Boston Gas and Essex Gas. Boston Gas and Essex Gas merged their operations (effective Nov. 1, 2010), with Boston Gas the surviving entity.

Dennis Sperduto

AUS UTILITY REPORTS JUNE 2011

ELECTRIC COMPANIES				
	COMPANY	%	REGULATION	
		REG	ALLOWED	ORDER
		ELEC	ROE	DATE
1	ALLETE, Inc. (NYSE-ALE)	93	10,38	11/10
2	American Electric Power Co. (NYSE-AEP)	94	10,68	-
3	Central Vermont Public Serv. Corp. (NYSE-CV)	98	10,71	01/08
4	Cleco Corporation (NYSE-CNL)	98	10,70	10/09
5	DPL Inc. (NYSE-DPL)	90	11,00	12/05
6	Edison International (NYSE-EIX)	81	10,68	-
7	El Paso Electric Company (NYSE-EE)	63	11,25	-
8	FirstEnergy Corporation (ASE-FE)	72	10,67	-
9	Great Plains Energy Incorporated (NYSE-GXP)	100	10,25	-
10	Hawaiian Electric Industries, Inc. (NYSE-HE)	90	10,47	-
11	IDACORP, Inc. (NYSE-IDA)	100	10,18	05/09
12	Nextra Energy (NYSE-NEE)	70	10,50	03/10
13	Otter Tail Corporation (NDQ-OTTR)	30	10,75	-
14	Pinnacle West Capital Corp. (NYSE-PNW)	97	11,00	12/09
15	PNM Resources, Inc. (NYSE-PNM)	94	10,35	-
16	Portland General Electric (NYSE-POR)	99	10,00	12/10
17	Progress Energy Inc. (NYSE-PGN)	100	12,00	-
18	Southern Company (NYSE-SO)	95	11,90	-
19	Westar Energy, Inc. (NYSE-WR)	99	10,20	12/05

COMBINATION ELECTRIC & GAS COMPANIES				
	COMPANY	REG GAS	REGULATION	
			ALLOWED ROE	ORDER DATE
1	Alliant Energy Corporation (NYSE-LNT)	14	10,35	-
2	Ameren Corporation (NYSE-AEE)	14	9,93	-
3	Avista Corporation (NYSE-AVA)	33	10,33	-
4	Black Hills Corporation (NYSE-BKH)	42	10,72	-
5	CenterPoint Energy (NYSE-CNP)	41	10,05	-
6	CH Energy Group, Inc. (NYSE-CHG)	16	10,00	06/09
7	Chesapeake Utilities Corporation (NYSE-CPK)	42	10,50	-
8	CMS Energy Corporation (NYSE-CMS)	37	10,63	-
9	Consolidated Edison, Inc. (NYSE-ED)	13	10,09	-
10	Constellation Energy Group, Inc. (NYSE-CEG)	5	9,71	-
11	Dominion Resources, Inc. (NYSE-D)	15	10,22	-
12	DTE Energy Company (NYSE-DTE)	20	11,00	-
13	Duke Energy Corporation (NYSE-DUK)	4	10,63	-
14	Empire District Electric Co. (NYSE-EDE)	9	10,80	-
15	Entergy Corporation (NYSE-ETR)	2	10,66	-
16	Exelon Corporation (NYSE-EXC)	3	10,30	-
17	Integrus Energy Group (NYSE-TEG)	40	10,33	-
18	MDU Resources Group, Inc. (NYSE-MDU)	23	10,88	-
19	MGE Energy, Inc. (NYSE-MGEE)	30	10,30	1/11
20	NiSource Inc. (NYSE-NI)	70	10,72	-
21	Northeast Utilities (NYSE-NU)	9	9,69	-
22	Northwestern Corporation (NYSE-NWE)	29	10,90	-
23	NSTAR (NYSE-NST)	15	12,50	-
24	NV Energy (NYSE-NVE)	6	10,58	-
25	OGE Energy Corp. (NYSE-OGE)	11	10,13	-
26	Pepco Holdings, Inc. (NYSE-POM)	4	10,19	-
27	PG&E Corporation (NYSE-PCG)	23	11,35	03/07
28	PPL Corporation (NYSE-PPL)	2	9,57	-
29	Public Service Enterprise Group (NYSE-PEG)	25	10,30	-
30	SCANA Corporation (NYSE-SCG)	20	10,67	-
31	SEMPRA Energy (NYSE-SRE)	48	11,46	-
32	TECO Energy, Inc. (NYSE-TE)	15	11,00	-
33	UGI Corporation (NYSE-UGI)	18	NM	-
34	UIL Holdings Corporation (NYSE-UIL)	37	8,75	02/09
35	UniSource Energy Corporation (NYSE-UNS)	10	9,88	-
36	Unitil Corporation (ASE-UTL)	43	9,90	-
37	Vectren Corporation (NYSE-VVC)	41	10,43	-
38	Wisconsin Energy Corporation (NYSE-WEC)	28	10,38	-
39	Xcel Energy Inc. (NYSE-XEL)	17	10,75	-

NATURAL GAS DISTRIBUTION, TRANSMISSION AND INTEGRATED NATURAL GAS COMPANIES				
	COMPANY	REG GAS	REGULATION	
			ALLOWED	ORDER
			ROE	DATE
1	AGL Resources Inc. (NYSE-AGL)	66	10,46	-
2	Atmos Energy Corporation (NYSE-ATO)	64	11,71	-
3	Delta Natural Gas Company (NDQ-DGAS)	62	10,40	10/10
4	El Paso Corporation (NYSE-EP)	67	NM	11/02
5	Energen Corporation (NYSE-EGN)	38	13,40	06/02
6	EQT Corporation (NYSE-EQT)	73	11,00	-
7	Gas Natural, Inc. (NDQ-EGAS)	94	12,63	-
8	Laclede Group, Inc. (NYSE-LG)	55	NM	10/05
9	National Fuel Gas Company (NYSE-NFG)	58	9,50	-
10	New Jersey Resources Corp. (NYSE-NJR)	35	10,30	10/08
11	NICOR Inc. (NYSE-GAS)	80	10,17	03/09
12	Northwest Natural Gas Co. (NYSE-NWN)	93	10,20	-
13	ONEOK, Inc. (NYSE-OKE)	35	10,50	-
14	Piedmont Natural Gas Co., Inc. (NYSE-PNY)	100	10,60	-
15	Questar Corporation (NYSE-STR)	86	10,00	08/08
16	RGC Resources, Inc. (NDQ-RGCO)	98	9,85	-
17	South Jersey Industries, Inc. (NYSE-SJI)	49	10,30	9/16/2010
18	Southern Union Company (NYSE-SUG)	60	9,73	-
19	Southwest Gas Corporation (NYSE-SWX)	81	10,22	-
20	WGL Holdings, Inc. (NYSE-WGL)	47	10,20	-
21	Williams Companies, Inc. (NYSE-WMB)	62	NM	-

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

PGEÉ (alternative retenue pour l'évaluation du PE208)

Référence : Gaz Métro-9, document 5, page 12

Préambule :

Les tableaux 9 à 11 détaillent les coûts unitaires et totaux permettant de réaliser le projet.

Tableau 9

	PE208			Coût du mesurage par mesure	Coût total
	Nombre de mesures prévues en 2011-2012	% retenu	Nombre de mesures retenues pour l'échantillon		
Contrôle du chauffage	48	10 %	5	17 395 \$	86 975 \$
Contrôle de la ventilation	35	10 %	3	17 395 \$	52 185 \$
Récupération d'énergie chauffage et ventilation	17	10 %	2	17 395 \$	34 790 \$
Total	100	10 %	10		173 950 \$

Tableau 10

	PE218			Coût du mesurage par mesure	Coût total
	Nombre de mesures prévues en 2011-2012	% retenu	Nombre de mesures retenues pour l'échantillon		
Modernisation de la chaufferie	6	50 %	3	12 450 \$	37 350 \$
Récupération d'énergie - procédé	6	50 %	3	12 450 \$	37 350 \$
Contrôle des procédés	2	50 %	1	12 450 \$	12 450 \$
Total	14	50 %	7		87 150 \$

Tableau 11

	PE219			Coût du mesurage par mesure	Coût total
	Nombre de mesures prévues en 2011-2012	% retenu	Nombre de mesures retenues pour l'échantillon		
Modernisation de la chaufferie	2	50 %	1	18 165 \$	18 165 \$
Récupération d'énergie – chauffage et ventilation	9	50 %	4	18 165 \$	72 660 \$
Total	11	50 %	5		90 825 \$

La Régie observe (voir les encadrés) que deux mesures sont retenues pour l'échantillon, en lien avec la récupération d'énergie (chauffage et ventilation) pour le PE208. Une mesure est retenue, respectivement, en lien avec le contrôle des procédés du PE218 et avec la modernisation de la chaufferie du PE219.

Question :

- 19.1 Veuillez élaborer sur la validité d'un échantillon d'une ou deux mesures, selon le type de mesure d'efficacité énergétique implantée, dans le cas spécifique du présent projet.

Réponse :

Pour les fins de l'établissement du nombre de mesures retenues pour l'échantillon, Gaz Métro s'est attardée au nombre de mesures totales pour chacun des programmes PE208, PE218 et PE219. C'est ce qui explique que des pourcentages différents ont été fixés pour le programme PE208 (10 %) et pour les programmes PE218 et PE219 (50 %), afin d'obtenir un nombre suffisant de mesures par programme.

Il en résulte que le nombre de mesures retenues par catégorie de mesures pour un programme peut être faible, soit de une ou deux mesures.

Gaz Métro rappelle que l'objectif premier de ce projet vise l'évaluation quantitative globale des économies d'énergie relatives aux programmes d'encouragement à l'implantation CII et VGE et non pas aux mesures elles-mêmes. Les mesures sélectionnées pour la détermination de l'échantillon par programme sont cependant représentatives, en nombre et en importance des économies, pour ces programmes selon l'historique récent. Dans ce contexte, Gaz Métro est d'avis que la taille des échantillons par programme lui semble valide.

Ainsi, 10 mesures d'efficacité énergétique feront l'objet d'un mesurage pour le marché CII (PE208) et 12 mesures pour le marché de la grande entreprise (PE218, PE219). Ce nombre de mesures devraient être suffisant pour tirer des conclusions.

Dans le cas où la Régie souhaiterait que la taille des échantillons soit plus élevée afin de d'atteindre un minimum de trois mesures par catégorie, Gaz Métro souligne à la Régie qu'il aurait des impacts sur trois aspects du projet, soit sur le budget, sur le caractère volontaire de la participation au projet et sur la durée du projet.

En ce qui concerne les impacts sur le budget, le coût total du projet serait augmenté de 78 625 \$, pour un total de 430 550 \$, puisqu'une mesure serait à ajouter pour le programme PE208, deux mesures seraient à ajouter pour le programme PE218 et deux mesures seraient à ajouter pour le programme PE219.

Pour atteindre ce nombre minimal de mesures, Gaz Métro devrait pratiquement imposer aux clients de participer à ce projet de mesurage lorsqu'ils implantent des mesures identifiées pour les programmes PE218 et PE219, considérant le nombre de mesures prévues en 2011-2012.

Dans le cas où il serait jugé souhaitable de maintenir le caractère volontaire de la participation à ce projet, ce dernier devrait alors s'étendre sur une plus longue période afin d'atteindre ce quota minimal.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

FEÉ

Références : (i) Gaz Métro-9, document 7, page 13
(ii) Gaz Métro-9, document 8, page 24

Préambule :

Référence (i) :

« Le FEÉ a aussi suspendu les évaluations de programmes prévues au cours de l'année 2010-2011 soit, les programmes d'aide financière à l'achat de systèmes de chauffage solaire de l'air ou de l'eau dans les secteurs sociocommunautaire et affaires PS151 et PC440 ainsi que l'évaluation de l'activité Nouvelles technologies. »

Référence (ii) :

« Pour l'année 2011-2012, le FEÉ n'a toujours aucune indication concernant le transfert de ses programmes au PGEÉ de Gaz Métro. Cherchant toujours à éviter des dépenses inutiles pour évaluer des programmes qui pourraient être abolis] au moment de sa dissolution, le FEÉ suspend définitivement l'évaluation de ces programmes soit, l'évaluation des programmes d'aide financière à l'achat de système de préchauffage solaire de l'air ou de l'eau dans les secteurs sociocommunautaire et affaires PS151 et PC440 et de l'activité Nouvelles technologie initialement prévu pour l'année 2010-2011 ainsi que l'évaluation du programme de rabais à l'achat de fenêtres certifiées ENERGY STAR® PR330 prévu pour l'année 2011-2012.

D'autre part, le FEÉ ne dispose plus du personnel nécessaire pour réaliser les évaluations de programmes qui étaient prévues, ni pour lancer un nouvel appel de proposition en nouvelle technologie. Il ne serait pas en mesure de recruter et de former une nouvelle ressource dans le but de poursuivre ces activités. Il estime également que le recrutement d'un nouvel employé ayant la formation et l'expérience nécessaires pour réaliser ces activités, alors que sa dissolution est annoncée, serait presque impossible. Enfin, il constate qu'il lui serait presque impossible de superviser et d'encadrer des consultants externes auxquels ces mandats pourraient théoriquement être confiés. »

Question :

20.1 Veuillez indiquer si les exercices d'évaluation des programmes PS151, PC440, PR330 et de l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration* qui ont été suspendus en 2010-2011 avaient déjà débuté.

20.1.1 Si oui, veuillez en fournir l'état d'avancement.

Réponse :

Les exercices d'évaluation des programmes mentionnés ont été suspendus sans que les travaux n'aient été débutés.

Question :

- 20.2** Compte tenu de la suspension des exercices d'évaluation, veuillez élaborer sur les moyens dont disposeront le FEÉ et Gaz Métro pour établir la liste des programmes qui doivent être transférés du FEÉ au PGEÉ de Gaz Métro le 30 septembre 2012.

Réponse :

La Régie a demandé au Groupe de travail du dossier R-3693-2009 de soumettre un plan d'action prévoyant la dissolution du FEÉ, d'y inclure une proposition visant la réallocation des sommes cumulées aux clients qui ont contribué au FEÉ et, le cas échéant, une proposition relative au transfert de certains programmes au PGEÉ.

Des travaux sont présentement en cours par le PGEÉ de Gaz Métro visant à analyser les programmes actuels du FEÉ afin d'identifier leur potentiel d'intégration. Le FEÉ a participé à un exercice visant à documenter et partager les processus d'affaires actuels associés aux programmes du FEÉ.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

FEÉ

Référence : Gaz Métro-9, document 8, pages 11, 12 et 35

Préambule :

Au sujet du PFR160-*Aide financière à l'achat d'un système de récupération de la chaleur des eaux de drainage pour les ménages à faible revenu* :

« Le nombre de participants prévu en 2011-2012 est de quinze. Ils doivent être propriétaires d'une maison unifamiliale, d'un duplex ou d'un triplex et être responsables du paiement de la facture de gaz naturel pour le chauffage de l'eau domestique. Les seuils de faible revenu utilisés pour qu'un ménage soit admissible au programme sont les seuils de faible revenu 2010 avant impôt de Statistique Canada. »

À la page 35 de la référence, le tableau 6 fait état d'une consommation totale, pour le PFR160, de 4 538 m³/an.

Question :

21.1 Veuillez indiquer la proportion des participants présumés qui doit être propriétaire d'une maison unifamiliale.

Réponse :

Pour établir la consommation des participants au programme *PFR160-Aide financière à l'achat d'un système de récupération de la chaleur des eaux de drainage pour les ménages à faible revenu*, le FEÉ a utilisé les mêmes données que pour son programme résidentiel *PR340-Aide financière à l'achat d'un système de récupération de la chaleur des eaux de drainage*.

Le FEÉ a procédé à une analyse de la consommation des clients résidentiels (UDT) de Gaz Métro (données de 2006). La consommation de base a été établie à 840 m³ et la consommation moyenne de chauffage à 3 698 m³.

Le FEÉ n'a pas tenté d'évaluer la proportion des participants présumés qui seraient propriétaires d'une maison unifamiliale.

Question :

21.2 Veuillez indiquer par un exemple chiffré la manière dont cette répartition (unifamiliale-duplex-triplex) est intégrée au calcul de la consommation totale associée au programme PFR160.

Réponse :

Le FEÉ n'a pas tenté d'évaluer la répartition des participants présumés qui seraient propriétaires d'une maison unifamiliale, d'un duplex ou d'un triplex.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Références : (i) Gaz Métro-6, document 8, page 4
(ii) Dossier R-3669-2005, Gaz Métro-6, document 8, page 7

Préambule :

- (i) « *Gaz Métro présentera ses demandes de modifications de conventions comptables en vue de la transition vers les normes IFRS dans le cadre d'un dossier distinct.* »
- (ii) Gaz Métro dépose un tableau pour présenter la charge d'amortissement selon les taux proposés, sur 5 années, de l'année 2005-2006 à l'année 2009-2010.

Question :

22.1 Veuillez indiquer quel est le nouveau référentiel comptable retenue : les normes comptables IFRS ou les normes comptables américaines US GAPP.

Réponse :

Gaz Métro prévoit utiliser les PCGR des États-Unis à partir du 1^{er} octobre 2012. Pour ce faire, Gaz Métro est en attente de l'obtention de dispenses des Autorités canadiennes en valeurs mobilières pour Gaz Métro inc. et Valener Inc. et du directeur des corporations pour Gaz Métro inc., leur permettant d'utiliser les PCGR des États-Unis sans être enregistrés auprès de la Securities and Exchanges Commission (SEC). Il est prévu que ces dispenses soient obtenues au cours des prochaines semaines.

Question :

22.2 Veuillez indiquer si Gaz Métro a l'intention de revoir les taux d'amortissement de ses actifs, afin de se conformer aux normes comptables (IFRS ou US GAAP selon le cas). Si oui, veuillez indiquer l'impact approximatif sur la charge d'amortissement projetée pour l'année 2012, afin de se conformer aux normes comptables (IFRS ou US GAAP selon le cas).

Réponse :

Selon les analyses effectuées jusqu'à ce jour, la conversion aux US GAAP ne nécessitera pas de modification aux taux d'amortissement suggérés.

Question :

22.3 Dans l'éventualité où Gaz Métro entend se conformer aux normes IFRS, veuillez expliquer les raisons du choix de la nouvelle méthodologie ELG du présent dossier, puisque les normes IFRS pourraient impliquer des changements additionnels.

Réponse :

Advenant l'adoption par Gaz Métro des normes IFRS, la méthode ELG serait adéquate selon le libellé des normes actuelles.

Question :

22.4 Dans l'éventualité où Gaz Métro n'entend pas se conformer aux normes IFRS, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'étude des taux de 2010 présente l'impact sur la charge d'amortissement pour l'année 2011-2012 seulement, plutôt que sur les 5 prochaines années.

Réponse :

Gaz Métro a présenté l'effet des modifications des taux d'amortissement sur un exercice seulement lors du dépôt du dossier tarifaire 2012, puisqu'il était prévu, à ce moment, de se conformer aux normes IFRS. Dans ce contexte, un dossier traitant des obligations liées à la mise hors service devait être déposé en isolant la portion des taux d'amortissement liée au coût d'abandon. Compte tenu des changements prévus, l'impact tarifaire de cette étude a été présenté sur l'année 2012 seulement.

Question :

22.5 Veuillez présenter, à l'aide d'un tableau, l'impact des taux proposés sur la charge d'amortissement des 5 prochaines années, selon la méthode ASL (average service life).

Réponse :

ANALYSE IMPACT TARIFAIRE
ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES

IMPACT SUR LES TARIFS							
ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES							
		Coût du capital prospectif après impôts 6.53%			Coût du capital prospectif avant impôts 8.14%		
ASL avec coûts d'abandon							
\$ CAD							
No. ligne		2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2012 à 2016
1	FRAIS REPORTÉS- solde début (retraitement 2012 seulement)	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
2	Additions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
3	AMORTISSEMENT	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
4	FRAIS REPORTÉS - solde fin	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
5							
6							
7	Immobilisations corporelles - solde début	0 \$	11 298 145 \$	22 596 290 \$	33 894 435 \$	45 192 580 \$	22 596 290 \$
8	Additions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
9	AMORTISSEMENT	11 298 145 \$	11 298 145 \$	11 298 145 \$	11 298 145 \$	11 298 145 \$	11 298 145 \$
10	Immobilisations corporelles - solde fin	11 298 145 \$	22 596 290 \$	33 894 435 \$	45 192 580 \$	56 490 725 \$	33 894 435 \$
11							
12	BASE DE TARIFICATION MOYENNE (L1+L4+L7+L10) / 2	5 649 073 \$	16 947 218 \$	28 245 363 \$	39 543 508 \$	50 841 653 \$	28 245 363 \$
13							
14	IMPACT COÛT DE SERVICE						
15							
16	RENDEMENT SUR LA BASE (L12 * 6,53%)	368 884 \$	1 106 653 \$	1 844 422 \$	2 582 191 \$	3 319 960 \$	1 844 422 \$
17	IMPÔTS - Rendement sur la base (L12 * (8,14% - 6,53%))	90 950 \$	272 850 \$	454 750 \$	636 650 \$	818 551 \$	454 750 \$
18	IMPÔTS	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
19	AMORTISSEMENT - Augmentation (diminution) (Moins (L3 + L9))	(11 298 145 \$)	(11 298 145 \$)	(11 298 145 \$)	(11 298 145 \$)	(11 298 145 \$)	(11 298 145 \$)
20		(10 838 310 \$)	(9 918 641 \$)	(8 998 972 \$)	(8 079 303 \$)	(7 159 634 \$)	(8 998 972 \$)
21							
22	DÉPENSES D'EXPLOITATION						
23	Économies attendues	-	-	-	-	-	-
24	Frais additionnels	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
25							
26	IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE (L20+L23+L24)	(10 838 310 \$)	(9 918 641 \$)	(8 998 972 \$)	(8 079 303 \$)	(7 159 634 \$)	(8 998 972 \$)

Hypothèses

Taux d'impôt 28.78%

Question :

22.6 Veuillez présenter, à l'aide d'un tableau, l'impact des taux proposés sur la charge d'amortissement des 5 prochaines années, selon la méthode ELG (equal life group).

Réponse :

**ANALYSE IMPACT TARIFAIRE
ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES**

IMPACT SUR LES TARIFS							
ÉTUDE DES TAUX ET NOUVELLES CATÉGORIES							
ELG avec coûts abandon							
\$ CAD							
		Coût du capital prospectif après impôts 6.53%			Coût du capital prospectif avant impôts 8.14%		
No. ligne		2012	2013	2014	2015	2016	Moyenne 2012 à 2016
1	FRAIS REPORTÉS- solde début (retraitement 2012 seulement)	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
2	Additions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
3	AMORTISSEMENT	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
4	FRAIS REPORTÉS - solde fin	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
5							
6							
7	Immobilisations corporelles - solde début	0 \$	(37 163 \$)	(74 326 \$)	(111 489 \$)	(148 652 \$)	(74 326 \$)
8	Additions	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
9	AMORTISSEMENT	(37 163 \$)	(37 163 \$)	(37 163 \$)	(37 163 \$)	(37 163 \$)	(37 163 \$)
10	Immobilisations corporelles - solde fin	(37 163 \$)	(74 326 \$)	(111 489 \$)	(148 652 \$)	(185 815 \$)	(111 489 \$)
11							
12	BASE DE TARIFICATION MOYENNE (L1+L4+L7+L10) / 2	(18 582 \$)	(55 745 \$)	(92 908 \$)	(130 071 \$)	(167 234 \$)	(92 908 \$)
13							
14	IMPACT COÛT DE SERVICE						
15							
16	RENDEMENT SUR LA BASE (L12 * 6,53%)	(1 213 \$)	(3 640 \$)	(6 067 \$)	(8 494 \$)	(10 920 \$)	(6 067 \$)
17	IMPÔTS - Rendement sur la base (L12 * (8,14% - 6,53%))	(299 \$)	(897 \$)	(1 496 \$)	(2 094 \$)	(2 692 \$)	(1 496 \$)
18	IMPÔTS	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$
19	AMORTISSEMENT - Augmentation (diminution) (Moins (L3 + L9))	37 163 \$	37 163 \$	37 163 \$	37 163 \$	37 163 \$	37 163 \$
20		35 650 \$	32 625 \$	29 600 \$	26 575 \$	23 550 \$	29 600 \$
21							
22	DÉPENSES D'EXPLOITATION						
23	Économies attendues	-	-	-	-	-	-
24	Frais additionnels	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$	0 \$ #	0 \$
25							
26	IMPACT NET SUR LE COÛT DE SERVICE (L20+L23+L24)	35 650 \$	32 625 \$	29 600 \$	26 575 \$	23 550 \$	29 600 \$

Hypothèses

Taux d'impôt 28.78%

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Références : (i) Gaz Métro-6, document 8, page 5
(ii) Gaz Métro-6, document 8, Annexe B, page 1

Préambule :

- (i) « [...] en 2012, il n'y aura aucun changement quant à l'inclusion de la provision des coûts d'abandon dans les taux d'amortissement. Des changements seront intégrés dans le cadre du dossier tarifaire 2013, suite à la décision de la Régie dans le dossier distinct traitant des changements pour se conformer aux IFRS. »
- (ii) À la suite de l'étude des taux d'amortissement, Gaz Métro présente l'analyse détaillée des impacts sur la charge d'amortissement, par catégorie d'immobilisations.

Question :

23.1 Veuillez présenter le résultat de l'étude des taux d'amortissement selon la méthode ASL, en excluant les coûts d'abandon.

Réponse :

Catégories	Description	TAUX ASL (exclus abandon)	
		Taux Amort. ASL sans abandon	Amortissement prévu 2012 000 \$
	<u>ACTIFS INTANGIBLES</u>		
Z1400	Dis Mutation	2.50%	(51)
Z2700	Inst Mutation	2.50%	(3)
Z3150	Transm. - Mutation	2.50%	(9)
Z4150	Stockage - Mutation	2.50%	(1)
	Total		(64)
	<u>ENTREPOSAGE</u>		
Z4000	Stockage - Terrain	0.00%	-
Z4050	Stockage - bâtiments	0.00%	-
Z4100	Stockage - équipement	0.00%	-
Z4051	Stockage - bâtiment administratif	2.97%	(108)
Z4052	Stockage - bâtiment infrastructure	1.92%	(335)
Z4101	Stockage - équipement mécanique	2.94%	(250)
Z4102	Stockage - équipement électronique	44.67%	(903)
Z4103	Stockage - équipement spécialisé	6.31%	(149)
Z4200	Stock. - gaz coussin	0.00%	-
	ajustement dédoublement des cat Usine LSR		
	Total		(1 745)
	<u>TRANSMISSION</u>		
Z3000	Transm. - Terrain	0.00%	-
Z3050	Transm. - Servitudes	0.17%	(22)
Z3100	Transm. - Conduites	0.16%	(466)
	Total		(488)
	<u>DISTRIBUTION</u>		
Z1000	Dis Terrain	0.00%	
Z1050	Dis Servitude	1.55%	(202)
Z1251	Dis Poste liv civile	3.17%	(413)
Z1301	Dis Poste dét civile	4.21%	(272)
Z1106	Dis Br Fronte	0.00%	-
Z1101	Dis Br cuivre inséré	0.00%	-
Z1100	Dis Br Acier	1.68%	(2 418)
Z1102	Dis Br Plast direct	1.79%	(9 911)
Z1351	Distribution - CASEP	1.79%	4
Z1352	Rev. Contr. cl. racc	1.79%	105
Z1353	Rev. Condit. de racc	1.79%	2
Z1354	Rev Cont rent. Inv.	1.79%	26
Z1355	Rev Pénalité Entente	1.79%	0
Z1103	Dis Br Pl inséré	1.50%	(1 088)
Z1107	Dis Br Aluminium	0.00%	-
Z1104	Dis Br pré-dét Pl d	2.73%	(50)
Z1105	Dis Br pré-dét Acier	2.69%	(12)
Z1154	Dis Cond Fonte	0.00%	-
Z1150	Dis Cond Acier	1.92%	(12 038)
Z1151	Dis Cond Plast dir	1.57%	(11 467)
Z1152	Dis Cond Plast insé	1.54%	(997)
Z1153	Dis Cond Aluminium	0.00%	-
Z1155	Dis Bridage-joints	0.00%	-
Z1250	Dis Poste liv équip	3.87%	(3 189)
Z1300	Dis Poste dét équip	2.85%	(937)
Z1200	Dis Compteurs	7.25%	(10 113)
Z1501	Dis Biogaz Servitude	3.95%	(0)
Z1550	Dis Biogaz Cond Aci	3.98%	(78)
Z1560	Dis Biogaz P Comp éq	4.77%	(209)
Z1561	Dis Biogaz P Comp pc	4.24%	(76)
Z1570	Dis Biogaz P Mesu éq	4.53%	(13)
Z1571	Dis Biogaz P Mesu pc	4.22%	(7)
Z1350	Dis Cont. PCF	1.79%	226
	Total		(53 129)

<u>INSTALLATIONS GÉNÉRALES</u>			
Z2000	Inst Terrain	0.00%	-
Z2050	Inst Bâtiments	3.51%	(2 595)
Z2051	Inst Infrastructures	2.25%	(25)
Z2052	Inst Équip base immeubles	4.00%	(308)
Z2053	Inst Équip fct immeubles	10.00%	(405)
Z2054	Inst Équip tech immeubles	20.00%	(116)
Z2100	Inst Amél. loc	divers	(112)
Z2150	Inst Mobilier	10.00%	(1 207)
Z2150_	Inst Mobilier - Usine LSR	10.00%	-
Z2200	Inst Inform périphér	25.00%	(227)
Z2201	Inst Ordi central	divers	(449)
Z2202	Inst Pag,cell,mike,caméra	50.00%	(21)
Z2203	Inst Micro-ord,serveur,stock	25.00%	(1 281)
Z2204	Inst Imprim.,phot,lib.stock	20.00%	(239)
Z2205	Inst Syst.tél,mes.distance	10.00%	(165)
Z2400	Inst Voiture-Fourgon	20.00%	(2 956)
Z2450	Inst Camionnettes	20.00%	(578)
Z2500	Inst Camions lourds	12.50%	(1 076)
Z2560	Inst Véhi Tt terrain	10.00%	(2)
Z2650	Inst Remorques	12.50%	(103)
Z2550	Inst Accessoir lourd	12.50%	(72)
Z2600	Inst Machine lourde	12.50%	(151)
Z2301	Inst Équip&Outillage	4.00%	(136)
Z2301_	Inst Équip&Outillage - Usine LSR	4.00%	-
Z2302	Inst Outils spéc, électro	20.00%	(130)
Z2303	Inst Équip&Outillage 12 ans	8.33%	-
Z2300	Inst Mach&Outillage	12.50%	(893)
Z2250	Inst Communic.	8.33%	(418)
Z2250_	Inst Communic. - Usine LSR	8.33%	-
Total			(13 666)
Total avant travaux en cours et contributions			(69 093)
<u>CONTRIBUTIONS</u>			
Z5001	Subv. - Distr Infra	2.77%	1 124
Z5002	Subv. - Distr Pro m	2.71%	694
Z5050	Subv. - Transmission	4.00%	-
Z5000	Subv. - Distr Perd	2.45%	1 971
Z5003	Subv - Dist Con pl d	2.25%	213
Sous-total contributions			4 002
Total avant travaux en cours			(65 091)
Z9000	TEC Dist Fr gén capt	0.00%	-
Z9010	TEC Répartir Fin d'année	0.00%	-
Z9050	TEC Develop/Amel Rés	0.00%	-
Z9100	TEC Immeubles	0.00%	-
Z9150	TEC Véhicules	0.00%	-
Z9200	TEC Inst gén équip.	0.00%	-
Z9250	TEC Transmission	0.00%	-
Z9300	TEC Stockage équip.	0.00%	-
Z9350	TEC stockage Bâtim.	0.00%	-
Sous-total TEC			-
Total			(65 091)
<u>Amortissement imputé à d'autres comptes:</u>			
Matériel Roulant (20%)			988
Droit de mutation			64
Total dépense amortissement			(64 039)

(1) Source de Larry Kennedy de la firme Gannett Fleming pour entreposage, transmission et distribution.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Références : (i) Gaz Métro-6, document 8, page 8
(ii) Gaz Métro-6, document 8, page 10

Préambule :

- (i) « *Les études précédentes furent réalisées selon la méthode ASL. Cependant, M. Kennedy recommande l'utilisation de la méthode ELG qui conduit à établir une charge d'amortissement qui reflète mieux la durée d'utilisation des actifs.* »
- (ii) Gaz Métro indique que l'écart entre les taux actuels établis selon la méthode ASL lors de l'étude des taux de 2004, et les nouveaux taux établis selon la méthode ELG lors de l'étude des taux de 2010, résulte en une baisse de la charge d'amortissement de 11,3 M\$.

Question :

24.1 Veuillez expliciter davantage la différence méthodologique entre la méthode utilisée par FARCONSULT lors de la dernière étude des taux de 2004¹ (ASL), et celle utilisée par GANNETT FLEMING au présent dossier (ELG).

Réponse :

La réponse fournie par Gannett Fleming est la suivante :

This study incorporated the use of the Equal Life Group (also known as "Unit Summation") procedure. In this procedure, the plant account is subdivided according to the estimated remaining service lives within the account. The relative size and life expectancy of each equal life group is determined from the survivor curve for the plant account. This results in each equal life group having the same life characteristics as a single unit of plant. In the Equal Life Group (ELG) procedure, the cost of each unit of plant is theoretically fully accrued by the time of its retirement.

The ELG procedure has long been recognized as the most precise procedure by depreciation authorities, and has been advocated in various texts, periodicals and technical papers. Particularly, this procedure received favourable attention in Iowa Bulletin 155 published in 1942 stating:

¹ Cause tarifaire 2006 (R-3559-2005)

“The unit summation procedure of the present worth method is shown to be the only mathematically correct method. It is not admitted that more than one correct method exists for applying an average life ratio to property groups when estimating depreciation. Recognition is given, however, to the convenience of the average-life and probable life procedures at the sacrifice of the accuracy in the mathematical calculations.”²

The Average Service Life (ASL) procedure was widely used through to the late 1970's, due mainly to the extensive data requirements and mathematical calculations required for ELG. With the development of computer programs to execute the ELG procedure, and as Plant Accounting systems were computerized, the complexity of the mathematical calculations, and extensive data requirements became significantly less burdensome. Due to this increased ease of execution and the enhanced accuracy, several regulated companies have converted to ELG procedures since the early 1980's.

The use of ELG provides a more equitable distribution of depreciation expense to the current users of the gas system because the provision for depreciation at any given time is based only on the assets in service at that time. Conversely, the ASL grouping procedures results in depreciation accruals that in later years contain an incremental component of depreciation expense to compensate for the lower levels of accruals in early years. This idiosyncrasy of ASL grouping procedures has long been recognized as a deficiency by various authorities on depreciation analysis.

Question :

24.2 Veuillez indiquer si la méthode ASL répond aux critères des normes comptables IFRS.

Réponse :

Les normes IFRS (IAS 16) exigent que les immobilisations corporelles soient amorties de façon systématique sur leur durée d'utilité. Pour établir cette durée d'utilité, les IFRS permettent l'utilisation de méthodes statistiques tant que celles-ci respectent les exigences de la norme IAS 16. Ainsi, selon les analyses effectuées jusqu'à maintenant et les interprétations disponibles à l'heure actuelle, les méthodes ASL et ELG répondent aux critères des normes comptables IFRS. Il est à noter que la méthode ELG offre une meilleure répartition dans le temps en fonction de l'utilisation des actifs.

Question :

24.3 Veuillez indiquer si la méthode ASL répond aux critères des normes comptables américaines US GAAP.

² Robley Winfrey; Depreciation of Group Properties; Engineering Research Institute; Iowa State University; Ames, Iowa; 1942

Réponse :

Les indications des US GAAP (FASB ASC 360-10-35) par rapport à l'amortissement des immobilisations corporelles sont similaires à celles prévues en vertu des IFRS, à savoir que le coût de celles-ci doit être réparti équitablement sur la durée d'utilisation prévue. Les méthodes ASL et ELG sont d'ailleurs des méthodes qui sont actuellement utilisées par plusieurs entités à tarifs réglementés aux États-Unis. Selon les analyses effectuées jusqu'à maintenant et les interprétations disponibles à l'heure actuelle sur les US GAAP, les méthodes ASL et ELG répondent aux critères des US GAAP.

Question :

24.4 Veuillez indiquer si la méthode ELG répond aux critères des normes comptables IFRS.

Réponse :

Se référer à la réponse à la question 24.2.

Question :

24.5 Veuillez indiquer si la méthode ELG répond aux critères des normes comptables américaines US GAAP.

Réponse :

Se référer à la réponse à la question 24.3.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Référence : Gaz Métro-6, document 8, page 8

Préambule :

« L'utilisation de la méthode ELG est plus précise que la méthode ASL puisqu'elle tient compte du fait que certains actifs sont retirés avant la fin de leur durée de vie utile. Ainsi, la dépense d'amortissement est plus représentative du coût d'utilisation des actifs. »

Question :

25.1 Veuillez déposer une analyse quantitative pour démontrer la position citée au préambule.

Réponse :

La réponse fournie par Gannett Fleming est la suivante :

The difference in calculation of depreciation expense derived from ELG and ASL can best be explained with the use of a simple example. Assume one plant account with a total cost of \$2,000 is comprised of two subgroups of assets, each with an original cost of \$1,000. The first group has a life of 5 years, while the second group has a life of 15 years.

Under both procedures the average life of this plant account would equal 10 years $(15 + 5)/2$. With the ASL procedure this average life would be used to determine the depreciation accruals for the first 5 years as follows:

$$(\$2,000 / 10 \text{ years}) = 200 \text{ per year}$$

The accrual for the years 6 to 15 would be as follows:

$$(\$1,000 / 10 \text{ years}) = \$100 \text{ per year}$$

Under the ELG procedure, the expense for each sub group is determined and then added together. Therefore for the first 5 years, the accrual would be as follows:

$$(\$1,000 / 5 \text{ years}) + (\$1,000 / 15 \text{ years}) = \$267 \text{ per year}$$

The accrual for the years 6 to 15 would be as follows:

$$(\$1,000 / 15 \text{ years}) = \$67 \text{ per year}$$

The following table sets out the differences in the two methods:

Average Service Life Procedure				Equal Life Group Procedure			
Year	Accruals (\$)	Retirements (\$)	Acc. Deprn Balance (\$)	Year	Accruals (\$)	Retirements (\$)	Acc. Deprn Balance (\$)
1	200		200	1	267		267
2	200		400	2	267		534
3	200		600	3	267		801
4	200		800	4	267		1,068
5	200	1,000	0	5	267	1,000	335
6	100		100	6	67		402
7	100		200	7	67		469
8	100		300	8	67		536
9	100		400	9	67		603
10	100		500	10	67		670
11	100		600	11	66		736
12	100		700	12	66		802
13	100		800	13	66		868
14	100		900	14	66		934
15	100	1,000	0	15	66	1,000	0

It should be noted from the table that overall, both methods will recover the same original cost, however, there are two key differences. First, using the ASL procedure, after the first 5 years, no depreciation has been collected for the asset remaining in service. Essentially, the concept of depreciation expense matching the assets providing service is not met. With the ELG procedure, this problem is remedied and after the retirement at year 5 of the shorter life asset, an appropriate provision for the first 5 years of service on the longer living asset is accumulated ($\$67 \times 5 \text{ years} = \335). Under ELG all current users are sharing the cost of all assets in service.

Secondly, under ASL the benefactors of the last remaining assets are required to pick up an adjustment for the under accrual of depreciation expense during the early years of the account. This inter-generational inequity would result in a situation at Gaz Metro

where users in the later years of the system bear the cost of under accruals with benefited earlier users of the system.

Effectively, later users of the system would be subsidizing previous users. With potential changes in the gas industry, future users of the facilities may be different from the current system users. This lack of stability will magnify the inter-generational inequity of the ASL procedure. It is the Company's goal to develop fair and equitable inter-period allocations of depreciation expense to both the current and future users of the system. As stated in the textbook "The Estimation of Depreciation" this problem is remedied with ELG, wherein, at any given time, the depreciation accrual is based only on the assets forecast to be in service at that time:

*"The unit summation procedure permits the accrual of depreciation on property while it is serving the customers and at the same time such expenses are rationally allocable to those customers"*¹

Question :

25.2 Veuillez présenter l'historique des soldes de déviation, pour les catégories du compte Distribution (branchements, conduites, et compteurs), des 5 dernières années. Pour chacun des soldes, veuillez expliquer les principales raisons expliquant les déviations.

Réponse :

Solde des déviations de 2006 à 2010 - Distribution

Déviations présentées dans l'amortissement cumulé des immobilisations corporelles						
000\$CAD						
Année financière		Catégories Conduites	Catégories Branchements	Catégorie Compteurs	Autres catégories (postes de détente, etc)	Total Distribution
2005-2006	Solde de fin	3 690	5 019	4 546	7 219	20 473
2006-2007	Solde de fin	4 269	6 558	6 888	7 280	24 994
2007-2008	Solde de fin	5 027	7 824	10 078	7 487	30 416
2008-2009	Solde de fin	6 234	8 408	12 485	7 480	34 606
2009-2010	Solde de fin	7 868	9 824	14 787	7 675	40 153

Les dispositions des immobilisations corporelles génèrent des pertes ou des (gains) sur dispositions qui sont enregistrées à titre de déviations. Les soldes présentés dans le présent tableau correspondent à la différence entre les coûts d'acquisition et l'amortissement cumulé des immobilisations retirées avant la fin de leur durée de vie utile. Le vieillissement de notre réseau de conduites et de branchements, le programme de gestion de nos actifs et l'augmentation des demandes de déplacement de nos conduites par les municipalités ainsi que par le ministère du Transport sont les principaux éléments qui contribuent à l'augmentation des pertes sur disposition. Pour ce qui est des compteurs, nous constatons une augmentation des pertes sur disposition résultant de plusieurs facteurs. Entre autres, la norme G-18 qui a amené Gaz Métro à retirer prématurément des compteurs désuets, l'arrêt du recyclage des compteurs de

¹ W.C. Fitch, F.K. Wolf, B.H. Bissinger; The Estimation of Depreciation; Depreciation Programs Inc; Kalamazoo, Michigan, 1982, page 38

type S-6 puisque cette activité s'avérait aussi coûteuse que l'acquisition d'un compteur neuf et l'augmentation des retraits des appareils de radiométrie, dans le but de minimiser les risques de bris. Il est à noter que ces appareils de radiométrie sont retirés après 15 à 20 ans, comparativement à une durée de vie de 22 ans pour la catégorie.

Gaz Métro note une augmentation importante des pertes sur disposition dans les dernières années et croit que la méthode ELG, telle qu'expliquée à la réponse 25.1, permettra une diminution de ses pertes sur disposition. En effet, cette méthode prend en compte que certains actifs d'un même groupe d'actifs possèdent des durées de vie plus courtes, ce qui a pour effet d'augmenter la dépense d'amortissement au début du cycle de vie du groupe d'actifs.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Référence : Gaz Métro-6, document 8, page 11

Préambule :

- (i) Un tableau a été déposé par Gaz Métro afin de présenter les changements importants découlant de l'étude des taux d'amortissement effectuée par M. Kennedy.

Question :

26.1 Veuillez présenter le tableau à la référence (i) si la méthode ASL avait été utilisée.

Réponse :

Voici un tableau récapitulatif des changements importants :

Catégorie	Description catégorie	Taux actuels (1)	Estimation durée vie utile actuelle	Taux ASL avec coûts abandon (2)	Estimation durée de vie utile proposée	Impact dépense amortissement 2011 taux actuel versus taux ASL avec coût d'abandon
Z1100	Distribution branchement acier	3,77 %	33	2,10%	45	(2,4 MS)
Z1102	Distribution branchement plastique direct	3,63 %	35	2,64 %	50	(5,5 MS)
Z1103	Distribution branchement plastique inséré	3,87 %	37	2,10 %	50	(1,3 MS)
Z1150	Distribution conduite acier	3,06 %	42	2,49 %	50	(3,6MS)
Z1151	Distribution conduite plastique direct	2,21 %	50	1,72 %	60	(3,6 MS)
Z1152	Distribution conduite plastique inséré	1,97 %	50	1,70 %	60	(0,2 MS)
Z3100	Transmission conduite	4,00 %	25	0,41 %	65	(1,5 MS)
Z1200	Compteurs	4,82 %	22	7,25 %	18	3,4 MS
Z1250	Poste livraison équipement	3,10 %	33	5,70 %	32	2,1 MS
Autres catégories	Autres catégories	divers	divers	divers	divers	1,3 MS
Total						(11,3 MS)

(1) : Taux actuels - ASL avec coûts abandon

(2) : Étude 2010 - ASL avec coûts abandon

Question :

26.2 Veuillez présenter, à l'aide d'un tableau, une comparaison des durées de vie ainsi que des taux d'amortissement : selon les taux actuels (2004), selon les taux établis suivant la méthode ASL, selon les taux proposés suivant la nouvelle méthode ELG, ainsi que les plus récents taux des autres distributeurs gaziers (par exemple : Union Gas, Enbridge, Gazifère, ...), et ce, pour les catégories suivantes du compte Distribution (branchements, conduites, compteurs).

Veuillez commenter les écarts entre les taux utilisés par les distributeurs gaziers.

Réponse :

Voici le tableau présentant la comparaison des durées de vie ainsi que des taux d'amortissement :

- selon les taux actuels,
- selon les taux établis suivant la méthode ASL, et
- selon les taux proposés suivant la nouvelle méthode ELG

pour les catégories suivantes du compte Distribution (branchements, conduites, compteurs).

Catégorie	Description catégorie	Taux actuels	Taux ASL avec abandon	Taux proposés ELG avec abandon	Durée de vie utile actuelle	Durée de vie utile proposée
Z1100	Distribution branchement acier	3,77 %	2,10 %	2,66 %	33	45
Z1102	Distribution branchement plastique direct	3,63 %	2,64 %	3,19 %	35	50
Z1103	Distribution branchement plastique inséré	3,87 %	2,10 %	2,45 %	37	50
Z1150	Distribution conduite acier	3,06 %	2,49 %	2,82 %	42	50
Z1151	Distribution conduite plastique direct	2,21 %	1,72 %	1,98 %	50	60
Z1152	Distribution conduite plastique inséré	1,97 %	1,70 %	1,65 %	50	60
Z1200	Compteurs	4,82 %	7,25 %	9,16 %	22	18

Voici un tableau qui résume les plus récents taux des autres distributeurs gaziers pour les catégories suivantes du compte Distribution (branchements, conduites, compteurs).

Branchement - Distribution	Taux	Durée de vie utile
SCGM actuel	3.63 - 3.87%	33 - 37 ans
SCGM proposé ELG avec abandon	2.45 - 3.19%	45 - 50 ans
FortisBC, Energy, Inc.*	2.20 - 2.68%	40 - 55 ans
Enbridge Gaz Distribution	1.87%	35 ans
Gazifère, Inc.	4.52%	50 ans
Atco Gaz	4.44%	55 ans
Altagas Utilities, Inc.	2.41 - 3.90%	44 ans
* Formerly Terasen Gaz, Inc.		
Conduite - Distribution	Taux	Durée de vie utile
SCGM actuel	1.97 - 3.06%	42 - 50 ans
SCGM proposé ELG avec abandon	1.65 - 2.82%	50 - 60 ans
FortisBC, Energy, Inc.*	2.15%	60 ans
Enbridge Gaz Distribution	1.27 - 1.42%	55 - 57 ans
Gazifère, Inc.	2.22%	75 ans
Atco Gaz	2.94%	62 ans
Altagas Utilities, Inc.	2.14%	55 ans
* Formerly Terasen Gaz, Inc.		
Compteurs - Distribution	Taux	Durée de vie utile
SCGM actuel	4.82%	22 ans
SCGM proposé ELG avec abandon	9.16%	18 ans
FortisBC, Energy, Inc.*	3.29 - 6.41%	25 ans
Enbridge Gaz Distribution	8.85%	20 ans
Gazifère, Inc.	2.12%	12 ans
Atco Gaz	4.59 - 6.89%	14 - 25 ans
Altagas Utilities, Inc.	2.90%	34 ans
* Formerly Terasen Gaz, Inc.		

Gaz Métro n'est pas en mesure de commenter les écarts entre les taux utilisés par les autres distributeurs gaziers puisqu'ils utilisent des catégories différentes et présentent des particularités qu'ils leur sont propres (condition du sol, programme de gestion des actifs, juridiction, âge et état du réseau, etc.).

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Étude des taux d'amortissement

Référence : Gaz Métro-6, document 8, page 11

Préambule :

Un tableau a été déposé par Gaz Métro afin de présenter les changements importants suite à l'étude des taux effectuée par M. Kennedy.

Question :

27.1 Veuillez ventiler la catégorie « *Autres catégories* » entre les catégories d'actifs touchées par la révision à la hausse de la charge d'amortissement de 3,8 M\$.

Réponse :

Impact dépense amortissement taux actuel et ELG (Autres catégories)		
Catégories	Description	Écart (en M\$)
Z4050	Stockage - bâtiments	(0.2)
Z4100	Stockage - équipement	(0.9)
Z4051	Stockage - bâtiment administratif	0.1
Z4052	Stockage - bâtiment infrastructure	0.6
Z4101	Stockage - équipement mécanique	0.1
Z4102	Stockage - équipement électronique	0.7
Z4103	Stockage - équipement spécialisé	0.1
Z3050	Transm. - Servitudes	(0.5)
Z1050	Dis Servitude	0.0
Z1251	Dis Poste liv civile	0.2
Z1301	Dis Poste dét civile	0.3
Z1101	Dis Br cuivre inséré	(0.0)
Z1351	Distribution - CASEP	0.0
Z1352	Rev. Contr. cl. racc	0.0
Z1354	Rev Cont rent. Inv.	0.0
Z1104	Dis Br pré-dét PI d	0.0
Z1105	Dis Br pré-dét Acier	0.0
Z1250	Dis Poste liv équip	2.4
Z1300	Dis Poste dét équip	0.7
Z1550	Dis Biogaz Cond Aci	0.0
Z1560	Dis Biogaz P Comp éq	0.1
Z1561	Dis Biogaz P Comp pc	0.0
Z1570	Dis Biogaz P Mesu éq	0.0
Z1571	Dis Biogaz P Mesu pc	0.0
Z1350	Dis Cont. PCF	0.0
Z2650	Inst Remorques	0.0
Z2600	Inst Machine lourde	0.0
Total		3.8

Question :

27.2 Pour le compte Z1250, veuillez expliquer les raisons justifiant la révision à la hausse des taux proposés (selon ASL et ELG).

Réponse :

La réponse fournie par Gannett Fleming est la suivante :

ELG:

The Gannett Fleming study recommends an increase in the depreciation rate from 3.1% to 5.96% (an increase of 2.86%). This increase is attributable to the following factors:

-	ASL to ELG	Increase of 0.25%
-	Life estimates	Increase of 1.33%
-	Salvage	Increase of 1.44%
-	Other	Decrease of 0.16%
-	Total	Increase of 2.86%

ASL:

If Gaz Metro were to continue to use the ASL procedure, the increase in depreciation rate would be from 3.1% to 5.70% (an increase of 2.60%). This increase is attributable to the following factors:

-	Life estimates	Increase of 2.01%
-	Salvage	Increase of 1.62%
-	Other	Decrease of 1.03%
-	Total	Increase of 2.60%

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

**Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035**

Référence : Gaz Métro-13, document 8, page 90

Préambule :

« Finalement, Gaz Métro devait proposer des pistes d'améliorations qui pourraient être apportées aux tarifs de distribution. La dernière section a exposé la vision tarifaire du distributeur. Des pistes de réflexion ou de modification des tarifs ont été énumérées suite aux observations faites dans l'exercice de comparaison des coûts et des tarifs. (...) »

L'ensemble des éléments de la vision tarifaire de Gaz Métro seront éventuellement intégrés à la stratégie tarifaire de Gaz Métro. »

Question :

28.1 Veuillez présenter la planification et l'échéancier envisagés par Gaz Métro pour la mise en œuvre de sa vision tarifaire.

Réponse :

Gaz Métro présente ci-dessous les éléments de sa vision tarifaire par tarif puisque les prix et les coûts sont habituellement ainsi présentés, et aussi parce que certains éléments touchent plus d'un thème à la fois. Parallèlement à chaque élément, Gaz Métro indiquera à quel thème majeur il se rapporte parmi les trois thèmes : « l'interfinancement (I) », « la portion fixe des revenus de distribution (PF) » et « les liens logiques entre les tarifs et les paliers tarifaires (LL) ».

Gaz Métro mentionne que les tarifs sont en processus constant d'amélioration avec des années où il y a plus de modifications tarifaires que d'autres. Ainsi, l'échéancier de travail proposé est approximatif et pourrait facilement varier de plus ou moins deux ans, puisque bien des impondérables peuvent survenir et influencer le déroulement des études et modifications tarifaires planifiées. Les années indiquées sont celles au cours desquelles les études pourraient être réalisées.

Au sujet spécifique de la correction de l'interfinancement, Gaz Métro souligne qu'il est plutôt difficile d'y définir un échéancier. La correction de l'interfinancement a beau être incluse dans les objectifs tarifaires, comme cela était mentionné dans la cause tarifaire

1999 et comme la Régie avait fait sien cet objectif dans sa décision D-97-47 (Gaz Métro-13, Document 8, page 54), elle ne se réalise parfois pas, comme on a pu le constater au cours des dernières années. Gaz Métro se doit de toujours avoir à l'esprit l'effet des modifications tarifaires sur la situation de l'interfinancement, et devrait éviter, lorsque possible, celles qui entraîneraient sa détérioration.

Ainsi, Gaz Métro verrait à améliorer les ratios d'interfinancement graduellement et à chaque année, en autant qu'il lui soit possible de le faire. Pour établir le niveau de la correction annuelle, Gaz Métro tiendrait notamment compte de la variation des revenus requis, de l'effet des autres modifications tarifaires qui seraient proposées, de la situation concurrentielle, de l'effet de l'ensemble des modifications sur la facture totale des clients et du développement rentable des nouveaux marchés.

Les éléments présentés dans le tableau suivant sont extraits de la section « Vision tarifaire » de la pièce Gaz Métro-13, Document 8. Ces éléments feront l'objet de réflexions et résulteront, le cas échéant, en des modifications tarifaires apportées aux taux des tarifs et/ou aux structures tarifaires.

TARIFS	2011-2012		2012-2013		2013-2014	
D ₁	Subdivision du premier palier (pour mieux cerner les coûts et corriger l'interfinancement)	I et PF	Portion fixe du tarif (voir la possibilité de se rapprocher davantage des coûts)	I et PF	Reconnaissance du CU pour les paliers 3 et au-delà (refléter la portion grandissante des coûts liés au « CU »)	LL
	Choix tarifaires des grands clients ayant un meilleur CU (observer l'effet de la réouverture « générale » du tarif D ₃)	LL			Supplément pour service de pointe (refaire le lien avec les coûts)	LL
D ₃ -D ₄	Maintien de la portion fixe actuelle des prix (2011 et plus) (ajuster selon modifications apportées aux tarifs D ₃ et D ₄ ou aux autres tarifs)	PF	Décroissance du prix moyen selon « CU » et selon « grosseur » (s'assurer que conforme aux coûts)	PF	Liens avec le tarif D ₁ (liens en termes de CU et de consommation annuelle)	LL
	Décroissance des taux unitaires d'OMQ d'un palier à l'autre (2011 et plus) (maintien du lien avec les coûts)	I et PF			Insertion des critères d'accessibilité à même la structure tarifaire (insérer volume minimum annuel et CU minimum annuel)	LL
					Détermination d'un VS qui reflète la pointe réelle de consommation (par une structure tarifaire et/ou des taux qui l'y incitent)	PF et LL
D ₅	Analyse de la valeur des contrats (revoir le niveau des réductions)	PF	Portions fixe et variable des coûts (refaire le lien avec l'analyse de coûts)	PF	Dégressivité des taux unitaires (remettre les taux de décroissance en lien avec les coûts)	PF et LL
	Règles d'établissement et de révision des OMA (refaire le lien avec les coûts fixes et susciter volumes projetés en lien avec le réel)	PF			Liens avec les tarifs D ₃ et D ₄ (liens en termes de CU et de consommation annuelle)	LL
					Seuil d'accès (revoir la combinaison C/I pour déterminer l'accès)	LL

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

**Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035**

Référence : Gaz Métro-14, document 1, pages 16 et 18

Préambule :

« Le fait d'avoir un seuil d'accès pour le calcul du service d'équilibrage implique la gestion des chevauchements de ce seuil. Un client dont le volume annuel est près du volume annuel de « transition » de calcul pourrait se voir facturer une année selon le taux moyen et une autre année selon son profil individuel de consommation. La problématique est potentiellement amplifiée dans le cas des clients dont le profil est saisonnier. En effet, le taux payé par ces clients lorsque calculé selon le profil individuel de consommation est souvent très faible, voire négatif alors que le taux moyen de l'équilibrage au tarif D1 avoisine historiquement les 3 à 5 ¢/m³.

(...)

Gaz Métro propose donc de maintenir l'application du seuil annuel ferme de 75 000 m³ pour l'établissement du calcul du prix d'équilibrage au 1er octobre 2012. »

Question :

29.1 Veuillez indiquer le nombre de clients qui ont des volumes près du seuil d'accès de 75 000 m³/an. Veuillez également indiquer pour combien de ces clients la problématique des profils saisonniers s'applique.

Réponse :

Gaz Métro propose de référer à une plage de volumes annuels de 70 000 à 80 000 m³ afin de représenter des volumes pouvant être considérés « près du seuil d'accès de 75 000 m³/an ». Selon les données réelles au 30 septembre 2010, 854 clients se situent dans cette plage.

Pour ce qui est de l'évaluation du nombre de clients pour qui la problématique des profils saisonniers s'applique, Gaz Métro propose la quantification des clients dont les volumes des mois d'hiver représentent 30 % ou moins du volume total annuel. Des 854 clients ayant des volumes entre 70 000 à 80 000 m³, seulement quatre clients seraient – sur la base de cette hypothèse – des clients dits saisonniers. Selon les prix d'équilibrage proposés, un calcul du prix d'équilibrage selon le profil de consommation aurait pour résultat que trois de ces clients seraient assujettis au prix minimum de l'équilibrage de

-1,561 ¢/m³ et le dernier à un prix d'équilibrage de -0,488 ¢/m³. Les variations entre ces prix et le prix moyen d'équilibrage de 4,666 ¢/m³ représenterait, pour ces clients, des écarts significatifs.

Toutefois, plusieurs autres clients pourraient subir des fluctuations du prix d'équilibrage, dont notamment les clients qui ont de très bons CU. Le tableau ci-dessous permet d'identifier les occurrences des variations potentielles entre l'application d'un prix moyen et d'un prix personnalisé selon la base des 854 clients dont le volume annuel est près du seuil d'accès de 75 000 m³.

Variations absolues entre le prix moyen et le prix personnalisé

Intervalles (¢/m ³)		Occurrences
0,00	0,99	446
1,00	1,99	203
2,00	2,99	116
3,00	3,99	59
4,00	4,99	24
5,00	5,99	3
> 6,00		3
		854

Question :

29.2 Veuillez indiquer de quelle manière étaient gérés les chevauchements au seuil du tarif D_M avant que celui-ci ne soit aboli.

Réponse :

Pour avoir accès au tarif D_M, les nouveaux clients devaient avoir un engagement de volume annuel projeté égal ou supérieur à 75 000 m³. Dans le cas des clients existants, l'accès était permis dans le cas où l'engagement du client correspondait au double du volume des 12 mois historiques. Le client maintenait l'accès au tarif pour la durée du contrat même dans le cas où le volume annuel minimum d'accès n'était plus rencontré en cours de contrat. Toutefois, le client perdait alors l'accès au tarif D_M au moment du renouvellement de contrat.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

**Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035**

Références : (i) Gaz Métro-14, document 1, page 32
(ii) Gaz Métro-16, document 1, pages 29 et 75, articles 7.1 et 17.1.1.3

Préambule :

Référence (i) :

« Compte tenu de ce qui précède, Gaz Métro croit que la définition du mot «jour» s'applique à l'ensemble des sections des Conditions de service et Tarif. Ainsi, elle propose de modifier la définition actuelle pour se lire comme suit : « Période de 24 heures commençant à 10 h 00 heure normale de l'Est (HNE) à défaut d'une heure convenue. »

Référence (ii), article 7.1 :

« Il doit s'écouler au moins 12 jours ouvrables entre la date d'envoi de la facture et la date d'échéance qui y est indiquée. Cependant, dans le cas d'un regroupement de factures prévu à l'article 6.2.3, le délai peut être inférieur à 12 jours ouvrables, puisque chaque facture conserve sa propre date d'échéance qui y est indiquée. [...] »

Article 17.1.1.3 :

« Les frais prévus à l'article 4.4.2 sont les suivants :

1° 500 \$ dans le cas où le délai est inférieur à 30 jours ouvrables pour l'installation d'un appareil de mesurage de type S6 ou S20 ;

2° 750 \$ dans le cas où le délai est inférieur à 40 jours ouvrables pour l'installation d'un appareil de mesurage de type S40 à S50 [...] ; »

Question :

30.1 Veuillez indiquer si, eu égard à la présence, notamment aux articles mentionnés en référence (ii), de la notion de « *jour ouvrable* », il serait opportun d'ajouter à l'article 1.3 *Définitions* du texte des Conditions de service et Tarif, une définition de la notion de « *jour ouvrable* » afin de la distinguer et de la préciser eu égard à la notion de « *jour* ».

Réponse :

Gaz Métro trouve opportun l'ajout proposé par la Régie quant à la définition de « jour ouvrable » à l'article 1.3 *Définitions* du texte des *Conditions de service et Tarif*.

La définition de « jour ouvrable » pourrait se lire comme suit :

« *JOUR OUVRABLE* » : *Jours du lundi au vendredi à l'exception des jours fériés.* »

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035

Référence : Gaz Métro-14, document 1, pages 42 et 43

Préambule :

« Au paragraphe 77 de la décision D-2010-144, la Régie demandait à Gaz Métro de lui faire part de sa position quant à la nécessité ou non qu'il y ait utilisation du service pour qu'un contrat présumé intervienne entre l'occupant d'un local et le distributeur, compte tenu des décisions D-2008-155 et D-2010-130. »

« Gaz Métro est d'avis qu'il y a « utilisation » du service par le simple fait que le gaz naturel est rendu disponible à l'occupant. Par conséquent, pour Gaz Métro, il n'est pas nécessaire qu'il y ait consommation de gaz naturel pour qu'un contrat présumé ne se forme entre l'occupant d'un local et le distributeur. »

« [L'occupant peut bénéficier du service de gaz naturel] au moment précis où il en aura besoin, sans préavis et sans délai d'alimentation. Cette disponibilité du service a pour corollaire, la responsabilité de l'occupant de payer les tarifs et les frais associés au maintien de la disponibilité du service, et ce, jusqu'à ce qu'il informe Gaz Métro qu'il ne souhaite plus bénéficier des services. Sur réception d'un tel avis, Gaz Métro interrompt la disponibilité du service de gaz naturel. »

« Gaz Métro est d'avis que les frais relatifs au maintien du service doivent être assumés par le bénéficiaire, en l'occurrence l'occupant, et non par l'ensemble de la clientèle. »

« Dans le dossier tarifaire R-3630-2007 Gaz Métro avait présenté les coûts moyens estimés pour l'ouverture et la fermeture de compteur de 218,16 \$ pour la clientèle résidentielle et de 286,81 \$ pour la clientèle affaires. En posant les hypothèses que Gaz Métro procéderait à l'interruption pour l'ensemble des déménagements, dont le nombre annuel moyen est estimé à 30 400, et que l'ensemble de ceux-ci soient des déménagements résidentiels, il est estimé que ces coûts représenteraient plus de 6 630 000 \$ en frais directs d'intervention. Gaz Métro est d'avis que ses pratiques sont conformes au principe de l'utilisateur/payeur. Le maintien de la disponibilité du service de distribution de gaz naturel entraîne des coûts qui doivent être assumés par l'occupant qui en bénéficie. »

Question :

- 31.1** Veuillez indiquer si des frais de fermeture de compteur sont actuellement facturés à un client résidentiel qui déménage d'un local et en avise Gaz Métro. Si oui, veuillez quantifier ces frais.

Réponse :

Non, le document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 ne prévoit pas l'application de frais de fermeture de compteur lors du déménagement d'un client résidentiel.

Question :

- 31.2** Veuillez indiquer si des frais de fermeture de dossier sont actuellement facturés à un client résidentiel qui déménage d'un local et en avise Gaz Métro. Si oui, veuillez quantifier ces frais.

Réponse :

Non, le document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 ne prévoit pas l'application de frais de fermeture de dossier lors du déménagement d'un client résidentiel.

Question :

- 31.3** Veuillez indiquer si des frais d'ouverture de compteur sont actuellement facturés à un client résidentiel qui emménage dans un local et en avise Gaz Métro. Si oui, veuillez quantifier ces frais.

Réponse :

Non, le document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 ne prévoit pas l'application de frais d'ouverture de compteur lors de l'emménagement d'un client résidentiel.

Question :

- 31.4** Veuillez indiquer si des frais d'ouverture de dossier sont actuellement facturés à un client résidentiel qui emménage dans un local et en avise Gaz Métro. Si oui, veuillez quantifier ces frais.

Réponse :

Le document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 ne prévoit pas l'application de frais d'ouverture de dossier lors de l'emménagement d'un client résidentiel, cependant si l'emménagement se fait pour une adresse de service nouvellement raccordée au réseau de distribution de gaz naturel pour laquelle le tarif D₁ est applicable et dont le volume annuel projeté est inférieur à 10 930 m³, les frais de raccordement de 300 \$ sont exigés.

Question :

- 31.5** Dans l'hypothèse où un client résidentiel déménage d'un local et en avise Gaz Métro, mais que le local demeure vacant pendant une période donnée, veuillez indiquer si une redevance est réclamée pour cette période au propriétaire du local où le gaz naturel est disponible.

Réponse :

En effet, conformément au troisième alinéa de l'article 4.5.2 du document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 qui stipule « *Lorsque la fin d'un contrat avec un client est survenue et qu'aucun contrat n'a été formé, pour l'adresse de service, avec un nouveau client, le propriétaire de l'immeuble où est située l'adresse de service est présumé avoir conclu un contrat et ce, lorsqu'il fait défaut d'informer le distributeur de ses intentions quand au service de gaz naturel dans les 12 jours ouvrables suivant la transmission par le distributeur d'un avis écrit à cet effet.* », les frais de base prévus à l'article 16.2.2.1 s'appliquent si le propriétaire confirme son intention de prendre la responsabilité ou fait défaut d'informer Gaz Métro de sa décision de ne pas prendre la responsabilité dans les 12 jours ouvrables suivant la transmission de l'avis.

Question :

- 31.6** Dans l'hypothèse où un client résidentiel déménage d'un local et en avise Gaz Métro, que le local demeure vacant pendant une période donnée et qu'un nouveau client emménage dans ce local, veuillez indiquer si une redevance est réclamée au nouveau client pour la période de vacance du local où le gaz naturel est disponible.

Réponse :

Au sujet des frais de base durant une période de vacance d'un local se référer à la réponse 31.5. Par ailleurs, conformément aux premier et deuxième alinéas de l'article 4.5.2 du document *Conditions de service et Tarif* en vigueur à compter du 1^{er} décembre 2010 qui stipule :

« Le contrat est formé lorsque le distributeur informe le nouveau client qu'il accepte sa demande de service de gaz naturel. Le service débute à la date convenue. »

En l'absence de demande de gaz naturel, l'occupant est présumé avoir conclu un contrat à partir du moment où il commence à occuper l'adresse de service où le gaz naturel est mis à sa disposition. L'occupant est la personne qui a l'usage de l'immeuble ou du local situé à l'adresse de service. ».

Les frais de base prévus à l'article 16.2.1.1 s'appliquent à partir du moment qu'un contrat est formé. Ainsi lorsqu'un local est occupé, il n'y a plus de vacance et l'occupant devient responsable des frais de base à compter de sa date d'occupation. Le nouveau client n'est pas responsable des frais durant la période où il n'occupait pas le local.

Question :

31.7 Veuillez quantifier, parmi les 30 400 déménagements annuels de clients résidentiels de Gaz Métro, le nombre de cas où le local visé reste vacant pour une période supérieure à un mois.

Réponse :

Cette information ne fait pas partie des rapports de gestion usuels de Gaz Métro, de plus le système FICH ne conserve pas pour consultation les données historiques d'état des adresses de service (vacant, non vacant). Ainsi, à ce jour, Gaz Métro n'est pas en mesure d'effectuer le croisement de données permettant de quantifier le nombre de déménagements annuels où un local est resté vacant pour une période supérieure à un mois. Gaz Métro peut cependant indiquer qu'en date du 13 juin 2011, l'analyse des données disponibles estime un nombre de 5 636 d'adresses de service de type vacant dont l'équipement de mesurage n'est pas cadenassé. Afin de tenter de donner une estimation, quoi qu'imprécise, parmi ce nombre de la quantité demeurant vacante pour une période supérieure à un mois, Gaz Métro pourrait, si la Régie l'estime nécessaire, refaire l'exercice d'analyse un mois après l'analyse initiale.

Question :

31.8 Veuillez quantifier, parmi les 30 400 déménagements annuels de clients résidentiels de Gaz Métro, le nombre de cas où le nouveau résident du local où le gaz naturel est disponible ne consomme aucun gaz naturel pour une période supérieure à un mois.

Réponse :

Cette information n'est pas disponible par les rapports de gestion usuels de Gaz Métro. Compte tenu que le personnel technique compétent au système d'exploitation FICH est présentement dédié à la réalisation du projet Héritage (SAP 2B) et des délais nécessaires à la programmation, Gaz Métro n'est pas en mesure de quantifier le nombre de déménagements où le nouveau résident d'un local ne consomme pas de gaz naturel pour une période supérieure à un mois.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

**Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035**

Références : (i) Gaz Métro-15, document 3, page 19
(ii) Gaz Métro-13, document 8, pages 41 et 62
(iii) Gaz Métro-15, document 10, page 2

Préambule :

En référence (i) :

« Il est actuellement reconnu que le niveau d'interfinancement du premier palier du tarif D1 est préoccupant. (...) »

Gaz Métro propose donc une augmentation de 2 % des revenus générés au premier palier du tarif (0 – 10 950 m³) qui a été compensée par la baisse aux autres paliers du tarif D1. »

En référence (ii) à la page 51 :

« Lorsque l'on décompose le groupe de clients du premier palier du tarif D1 en groupes de clients de consommations plus diverses, on peut observer que les groupes de clients de plus petite consommation encore sont davantage interfinancés. »

« Finalement, la situation particulière des petits clients du tarif D1 amènera Gaz Métro à réfléchir sur la possibilité de décomposer le premier palier du tarif D1 afin de mieux cerner les variations de coûts chez les petits clients. En effet, il faut réaliser que le premier palier du tarif D1 actuel regroupe 150 934 clients (voir tableau 2.3.2 B), soit 82,4 % de tous les clients de Gaz Métro, sans distinction de taux unitaire fixe et avec une faible distinction au niveau des frais variables dans les tarifs. »

En référence (ii) à la page 62:

Le tableau 3.2.1a montre que, pour la composante distribution, les sous-paliers 1_{a-b}, 1_c et 1_d récupèrent respectivement 27 %, 55 % et 87 % de leurs coûts.

En référence (iii) :

Le tableau montre que l'augmentation tarifaire proposée par Gaz Métro au premier palier du tarif D₁ amène une augmentation de 0,9 % des revenus au premier sous-palier (1_{a-b}) (ligne 1, colonne 24) alors que cette augmentation est de 1,8 % pour les deux autres sous-paliers (1_c et 1_d) (lignes 2 et 3, colonne 24).

Question :

- 32.1** Veuillez présenter l'impact prévu de la proposition de Gaz Métro sur l'interfinancement pour chacun des paliers du tarif D₁. Pour le premier palier veuillez présenter cet impact pour les sous-paliers 1_{a-b}, 1_c et 1_d.

Réponse :

Gaz Métro présente, dans le tableau ci-dessous l'effet de la correction de l'interfinancement pour les différents paliers du tarif D₁ ainsi que pour les trois « sous-paliers » du palier (fictif) 1a/b, 1c et 1d.

Effet de la correction de l'interfinancement et des frais de bases sur les niveaux d'intra et d'interfinancement

	SOUS-PALIER ET PALIER TARIFAIRES	NOMBRE USAGERS 2012 (1)	VOLUMES DE DISTRIBUTION 2012 ⁽¹⁾ (000 m ³) (2)	REVENUS 2012 DISTRIBUTION ⁽¹⁾ (000 \$) (3)	COÛTS 2011 DISTRIBUTION ⁽²⁾ (000 \$) (4)	REVENUS 2011 DISTRIBUTION ⁽³⁾ (000 \$) (5)	Niveau d'Intra et d'Interfinancement		
							Revenu 2011 / Coût 2011 ⁽⁴⁾ (%) (6)	Revenu 2012 / Coût 2011 (%) (7)	Écart (8)=(7)-(6)
(1)	.1 a/b : 0 - 1 095 m ³ /an	55 890	23 948	15 625	43 256	11 743	27%	36%	9%
(2)	.1 c : 1 095 - 3 650 m ³ /an	73 701	155 345	52 007	88 526	48 986	55%	59%	3%
(3)	.1 d : 3 650 - 10 950 m ³ /an	28 084	174 847	47 986	57 808	50 182	87%	83%	-4%
(4)	.1 : 0 - 10 950 m³/an	157 676	354 140	115 619	189 590	110 911	59%	61%	2%
(5)	.2 : 10 950 - 36 500 m ³ /an	18 159	374 808	81 998	68 153	80 568	118%	120%	2%
(6)	< 36 500 m³/an	175 834	728 948	197 617	257 743	191 478	74%	77%	2%
(7)	.3 : 36 500 - 109 500 m ³ /an	8 072	480 512	87 248	63 520	91 350	144%	137%	-6%
(8)	.4 : 109 500 - 365 000 m ³ /an	1 928	353 187	51 578	36 796	56 245	153%	140%	-13%
(9)	.5 : 365 000 - 1 095 000 m ³ /an	299	168 007	19 370	13 561	20 881	154%	143%	-11%
(10)	.6 : 1 095 000 m ³ /an et plus	44	123 733	9 375	6 459	8 636	134%	145%	11%
(11)	> 36 500 m³/an	10 342	1 125 438	167 571	120 335	177 112	147%	139%	-8%
(12)	TARIF D1 régulier	186 176	1 854 387	365 188	378 078	368 590	97%	97%	-1%

⁽¹⁾ Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro - 15, Doc 10

⁽²⁾ Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro - 13, Doc 3, p.1 l49

⁽³⁾ Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro - 13, Doc 3, p.1 l50

⁽⁴⁾ Cause tarifaire 2012, R-3752-2011, Gaz Métro - 13, Doc 3, p.1 l52

Gaz Métro présente à la colonne (6) les ratios d'interfinancement établis en divisant les revenus 2011 par les coûts 2011 tels que présentés à la pièce Gaz Métro-13, Document 3, page 1, ligne 52. Puisque l'étude d'allocation des coûts 2011/2012 n'est pas réalisée, les ratios d'interfinancement ne sont pas connus pour cette année. De ce fait, Gaz Métro présente, à titre indicatif, à la colonne (7) des ratios d'interfinancement estimés en divisant simplement les revenus 2012 par les coûts 2011.

La colonne (8) présente les écarts entre les ratios d'interfinancement 2012 et 2011. Pour les trois « sous-paliers » (fictifs) 1a/b, 1c et 1d du tarif D₁, les résultats obtenus montrent la correction de l'intra-financement entre les sous-paliers (fictifs) résultant de la modification des frais de base ainsi que la correction de l'interfinancement visant le premier palier du tarif D₁. La correction de l'interfinancement entre les paliers du tarif D₁ est reflétée à travers les écarts positifs au premier et au deuxième palier et négatifs aux paliers subséquents.

Toutefois, Gaz Métro tient à préciser que les écarts présentés à la colonne (8) pour les paliers au-delà de 36 500 m³/an doivent être interprétés avec précaution puisque les coûts 2011 à ces paliers ne tiennent pas compte des migrations des clients à la suite de l'abolition du tarif D_M alors que les revenus ont été modifiés pour en tenir compte. En effet, la grille de taux générant ces revenus a été, dans un premier temps, baissée de

7,4 % à compter du palier 36 500 m³/an puis ensuite augmentée à compter de ce même palier de façon à générer les revenus de distribution au tarif D₁ incluant les rabais transitoires pour les clients transférés du tarif D_M au tarif D₁.

Question :

- 32.2** Veuillez justifier la proposition d'une correction à l'interfinancement au premier palier du tarif D₁ compte tenu que, selon la référence (ii) (page 51), le maintien de ce palier dans sa forme actuelle pourrait être remis en question.

Réponse :

La proposition de Gaz Métro se justifie par le fait que le niveau d'interfinancement de 41 % (tableau 3.1.2 A, $0,41 = 1 - 0,59$) au premier palier du tarif D₁ est très préoccupant, préoccupation reconnue par la Régie dans sa décision D-2010-144 (Gaz Métro-13, Document 8, page 58). La proposition de Gaz Métro abaisserait ce niveau d'interfinancement à environ 39 %.

Gaz Métro n'a pas jugé bon de maintenir cet interfinancement préoccupant du palier 1 du tarif D₁ en attente du jour, non encore connu, où des modifications tarifaires pourraient être apportées à ce palier. Les variations tarifaires relativement modérées au dossier tarifaire 2012 ainsi que la situation concurrentielle favorable fournissaient également à Gaz Métro une occasion de proposer une modification de cet interfinancement sans créer d'effet indu chez la clientèle visée.

Gaz Métro trouve raisonnable et équitable de faire en sorte que le prix moyen du premier palier du tarif D₁ se rapproche un peu plus des coûts en faisant passer le niveau d'interfinancement moyen de 41 % à 39 %.

Le regroupement des trois premiers paliers de la structure tarifaire du tarif D₁ pour n'en faire qu'un seul en 2002 (R-3484-2002) et 2003 (R-3510-2003) a eu pour effet que les prix payés par les clients à l'intérieur du palier regroupé ne sont pas uniformes et peuvent représenter des variations qui s'écartent de part et d'autre de la variation moyenne visée pour ce palier. La correction de l'interfinancement au palier 1 du tarif D₁ proposée par Gaz Métro dans son dossier tarifaire 2012 génère donc des variations non uniformes à l'intérieur de ce palier soit aux « sous-paliers » (fictifs) 1a-b, 1c et 1d.

En tenant compte de la proposition de Gaz Métro et de l'impact de l'ajustement des frais de base, les niveaux d'interfinancement des « sous-paliers » (fictifs) 1a-b, 1c et 1d passent respectivement de 73 % à 64 %, de 45 % à 41 % et de 13 % à 17 % et ce, tel que présenté en réponse à la question 32.1. La correction du niveau d'interfinancement proposée par Gaz Métro au palier 1 du tarif D₁ combinée à l'impact de l'ajustement des frais de base fait en sorte que les plus petits clients du palier 1, hautement interfinancés, sont ceux pour lesquels le niveau d'interfinancement s'améliore le plus, sans que le niveau d'interfinancement des clients du sous-palier fictif 1d ne se détériore trop. Cela fait partie des compromis qui résultent d'une simplicité tarifaire à un seul palier pour les clients consommant entre 0 et 10 950 m³ par année regroupant plus de 153 000 clients, soit plus de 83 % de tous les clients de Gaz Métro. Tel que cité par Gaz Métro dans sa

pièce GM-13, document 8 : « *Therefore, sacrificing some economic efficiency for a customer class in order to maintain simplicity represents a reasonable compromise.* »

Mais cela étant dit, et comme mentionné dans sa preuve (Gaz Métro 13, Document 8 page 64), Gaz Métro est prête à remettre quelque peu en question cette simplicité tarifaire en envisageant de subdiviser le premier palier du tarif D₁ afin de mieux cerner les coûts et de mieux cibler les variations tarifaires. Il reste toutefois important de rappeler que Gaz Métro ne souhaite pas attendre d'avoir complété son processus éventuel de modification du premier palier du tarif D₁ pour commencer à corriger l'interfinancement dont bénéficient les clients de ce palier sous sa forme actuelle, en particulier les clients des sous-paliers (fictifs) à ce jour 1a-b et 1c.

Gaz Métro souligne que sa proposition vise à corriger l'interfinancement dont bénéficie le groupe de clients consommant entre 0 et 10 950 m³ par an et ce, que le premier palier du tarif D₁ soit subdivisé ou non. Peu importe si ce premier palier est à nouveau scindé au cours des prochaines années, la correction d'interfinancement amorcée cette année est dans le bon sens.

Question :

- 32.3** Veuillez commenter sur l'équité de la proposition de Gaz Métro compte tenu des taux d'interfinancement observés actuellement et de l'impact prévu de l'augmentation proposée sur les revenus de distribution aux sous-paliers 1_{a-b}, 1_c et 1_d.

Réponse :

Voir la réponse à la question 32.2.

RÉPONSE DE GAZ MÉTRO À UNE DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS

Origine : Demande de renseignements n° 1 en date du 6 juin 2011

Demandeur : Régie de l'énergie

Modifications aux Conditions de service et Tarifs
Suivis des décisions D-2010-100, D-2010-144, D-2011-016 et D-2011-035

Références : (i) Gaz Métro-15, document 10, page 5, révisé le 30 mai 2011
(ii) Gaz Métro-12, document 1, pages 63 et 64

Préambule :

(i) Lignes 35 et 37

(ii) « *Dans le contexte actuel de réflexion et de révision éventuelle de l'allocation des coûts et de la tarification du service équilibrage, l'effet à la hausse du crédit octroyé aux clients est jugé non souhaitable par Gaz Métro. Les discussions menées en groupe de travail ont principalement portée [sic] sur le niveau, jugé élevé, de ce crédit. Dans la perspective d'une réévaluation à la baisse de ce crédit, le prix minimum dans le présent dossier de -5,232 ¢/m³ aurait pour effet d'amplifier la préoccupation soulevée en groupe de travail et de créer de l'instabilité tarifaire non souhaité.* »

Question :

33.1 On peut constater aux lignes 35, 37 et 39 que les sous-paliers correspondants verraient leur tarif combiné Inventaire-Transport-Équilibrage-Distribution diminuer de 15,1 %, 19,0 %, et 15,3 % respectivement. On peut également constater aux mêmes lignes que le tarif d'équilibrage de ces mêmes sous-paliers baisse respectivement de 50,1 %, 70,1 et 25,8%.

Quelles mesures Gaz Métro pourrait-elle prendre pour limiter ces importantes baisses s'appliquant au volet A pour l'année qui vient compte tenu que la réflexion sur l'ensemble des tarifs d'équilibrage n'est pas terminée et de la circonspection qui s'impose lorsqu'il s'agit de donner un signal de prix.

Réponse :

La comparaison des revenus proposés avec ceux de l'année 2010-2011 (revenus selon D-2010-149) doit être faite avec grande prudence, en vue des modifications proposées au service d'équilibrage (Gaz Métro-12, Document 2).

En effet, les résultats de la fonctionnalisation des coûts observés cette année ont mis en lumière la nécessité de proposer une nouvelle méthode de fonctionnalisation entre les

coûts des services de transport et d'équilibrage, ce qui fut fait au cours du présent dossier tarifaire. Ceci a eu pour effet de faire augmenter les coûts d'équilibrage au détriment des coûts de transport.

D'autre part et parallèlement avec ces modifications, une nouvelle répartition entre les coûts des outils de pointe et d'espace a également été présentée. Ainsi, alors que les outils de pointe représentaient historiquement un ratio d'environ de 30 % des coûts totaux d'équilibrage, cette proportion était de près de 60 % au dossier tarifaire 2011. La répartition entre les outils d'équilibrage, telle que proposée cette année, résulte en une proportion des outils de pointe de 25 %, ce qui est semblable aux proportions observées au cours des années précédentes.

Avec ces modifications, il est donc compréhensible que le dossier tarifaire de cette année présente des baisses importantes pour les clients du volet A. En effet, ces modifications ont eu pour effet de faire augmenter les coûts d'espace de 29 M\$ (dossier tarifaire 2011) à 80 M\$ (dossier tarifaire 2012), ce qui a eu pour résultat de faire augmenter les crédits au service interruptible.

Cela dit, Gaz Métro est consciente que l'impact à la baisse au tarif d'équilibrage pour les clients interruptibles est substantiel et particulièrement pour les clients du volet A. Il faut se rappeler qu'une fois les coûts de desserte identifiés et même si ceux-ci sont bien répartis dans leurs fonctionnalités, il n'en reste pas moins que la manière dont ces coûts sont récupérés via l'élaboration des structures tarifaires demeure un choix.

Toutefois, même si les réflexions sur l'ensemble des tarifs d'équilibrage ne sont effectivement pas terminées (voir Gaz Métro-12, Document 1 de la présente cause tarifaire), Gaz Métro a déjà proposé comme mesure limitative de ces importantes baisses, de réduire les crédits octroyés en maintenant le prix minimum égal à celui applicable en 2010-2011, soit $-1,561 \text{ ¢/m}^3$.

D'autre part, à ce jour, le calcul du prix d'équilibrage pour les clients interruptibles tient compte du nombre de jours maximum d'interruption calculé par les approvisionnements gaziers.

Advenant que la Régie juge insuffisante la proposition de Gaz Métro, il serait tarifairement possible de réduire les crédits octroyés aux clients interruptibles du volet A en considérant des nombres maximum de jours d'interruption dans la formule d'équilibrage inférieurs à ceux requis au plan d'approvisionnement.

En réponse aux questions 3.4, 5.2 et 5.3 de la FCEI, Gaz Métro présente aux pièces Gaz Métro-12, Documents 3 et 5 des prix d'équilibrage selon divers nombres de jours maximums d'interruption. Les variations tarifaires au service d'équilibrage pour les scénarios analysés sont présentées ci-dessous.

	Proposés (%)	Scénario 2 (%)	Scénario 3 (%)	Scénario 4 (%)	Scénario 5 (%)	Scénario 6 (%)
TARIF 5.7 VA	-50,1	-22,3	33,9	22,3	-14,6	-54,4
TARIF 5.8 VA	-70,0	-46,4	6,6	14,6	-43,7	-74,0
TARIF 5.9 VA	-25,7	-25,7	-24,7	-23,8	-25,7	-25,7

Les scénarios 2 à 4 se retrouvent à la réponse à la question 3.4 de la FCEI, le scénario 5 à la réponse à la question 5.2 de la FCEI et le scénario 6 à la réponse à la question 5.3 de la FCEI.