

**RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO) À
LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE
L'ASSOCIATION CANADIENNE DES CONSOMMATEURS DE GAZ (ACIG)
RELATIVE AU DOSSIER GÉNÉRIQUE PORTANT SUR L'ALLOCATION DES COÛTS ET
LA STRUCTURE TARIFAIRE DE GAZ MÉTRO**

Introduction

Attached are IEC's draft information requests in the referenced proceeding. There are an unusually large number of interrogatories, for a number of reasons.

- First, IEC has not participated in a Gaz Métro rate proceeding in many years, and is unfamiliar with many cost allocation methods that are in standard use. Moreover, it is IEC's understanding that all cost allocation methods are the subject of this proceeding, which serves to increase the issues that should be addressed.
- Second, while IEC understands that this is a generic *methodological* proceeding, many of these requests involve specific numbers and calculations. For technical cost allocation matters, IEC finds it valuable to see the specific formulae used by the applicant, in order to understand exactly how the methodology is implemented. Describing a methodology in ordinary language can often lead to incorrect interpretations, particularly in light of IEC's linguistic limitations.
- Third, while IEC attended two of the three information sessions regarding the methodology, IEC was not permitted to actively participate or solicit information. Moreover, while ACIG did request some supporting information in that process, many of the detailed requests were deferred to this discovery phase of the proceeding.
- Fourth, the Company has thus far provided relatively little with respect to the details of its methodology. The electronic "cost allocation studies" submitted as Exhibits B-0031 and B-0032 are not working cost allocation models, and provide less information than IEC would normally expect in a typical utility base rates proceeding. These filings contain only budget cost levels, allocation factors without supporting data or calculations, and virtually no formulae.

Thus, IEC determined that it was necessary to make numerous requests for backup information and calculations in order to avoid confusion and ensure a clear understanding of the proposed methodology. IEC notes that Gaz Métro proposes to make annual filings of the updated cost allocation study once the methodology is approved by the Régie, a proposal that IEC supports. IEC respectfully recommends that Gaz Métro work with the parties and the Régie to develop minimum filing requirements related to each cost allocation filing, in order to avoid future burdensome discovery processes.

Information Requests

1. Reference Exhibits B-0031 and B-0032:

- a. In live MS Excel electronic format with formulae intact, please provide a working version of the current method cost allocation study as applied to the 2013/2014 budget test year.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce B-0039, Gaz Métro-2, Document 7.

- b. In live MS Excel electronic format with formulae intact, please provide a working version of the proposed method cost allocation study as applied to the 2013/2014 budget test year.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- c. For all plant-related rate base items shown in these exhibits, please provide gross plant, accumulated depreciation and net plant values.

Réponse :

IMMOBILISATIONS	Valeur historique (1)	Amortissement cumulé (2)	Valeur nette (1) - (2)	Référence
Réseau de distribution				R-3837-2013, Gaz Métro - 2, Doc. 7, p. 3
Transmission	300 357	286 871	13 486	li. 125
Contribution Transmission	(289 986)	(289 947)	(39)	li. 126
Terrains, servitudes, structures	37 670	15 188	22 482	li. 127
Conduites principales et déviation	1 550 522	673 788	876 734	li. 128
Voies d'accès et autres	127 645	81 784	45 861	li. 129
Branchements et déviations	858 319	413 140	445 180	li. 130
Entreposage - gaz coussin	3 019	0	3 019	li. 131
Compteurs et régulateurs	152 305	58 388	93 917	li. 132
Installations générales				li. 133
Terrain, structure et amélioration	85 666	36 597	49 069	li. 134
Équipement et matériel divers	53 372	25 320	28 053	li. 135
Matériel roulant et machinerie	69 430	46 103	23 327	li. 136
Déviation de l'installations générales	0	0	0	li. 137
Biogaz	8 294	2 801	5 493	li. 138
Contributions				li. 139
Contributions - infrastructure	(37 068)	(20 168)	(16 900)	li. 140
Subventions gouvernementales	(53 281)	(12 318)	(40 963)	li. 141
Contributions - construction	(12 613)	(6 984)	(5 629)	li. 142
Contributions - P.E.R.D.	(80 471)	(55 363)	(25 107)	li. 143
Travaux en cours	32 073	0	32 073	li. 144
TOTAL IMMOBILISATIONS	2 805 256	1 255 201	1 550 056	li. 146

- d. For all O&M and A&G cost items, please report both total cost and labor cost components.

Réponse :

Les données dont dispose Gaz Métro présentement et qui ont servi à l'allocation des dépenses d'exploitation ne permettent pas d'isoler les salaires des autres coûts pour chacun des regroupements proposés.

2. Reference Supplemental Filing, Exhibits B-0031 and B-0032, Operating Expenses:

Between the current method and the proposed method, the Company proposes a substantial shift in the categorization of operating expenses that are allocated in the cost allocation study.

- a. Please provide a matrix with the cost categories in the current method on one dimension and the cost categories for the proposed method on the other dimension, showing the mapping of the \$185.721 million in O&M costs from current to proposed rates for each category.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 15.2 de la Régie à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

- b. Please provide the rationale for the proposed changes in cost categories.

Réponse :

L'ensemble des changements proposés est expliqué et documenté dans la section 7, *Allocation des dépenses d'exploitation*, de la pièce B-0016, Gaz Métro-2, Document 1.

3. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, throughput allocators FB01D, FB01D' and FB01V:

- a. Please provide the actual budgeted throughput volumes by class by month for the 2013/2014 budget test year, for all three allocators, in MS Excel electronic format.

Réponse :

Veillez vous référer aux onglets *FB01D*, *FB01D'* et *FB01FV* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8. Les volumes mensuels prévisionnels ne sont pas disponibles pour l'ensemble des clients. Les clients du tarif D₁

sont prévus en bloc et la segmentation mensuelle par palier tarifaire n'est donc pas disponible.

- b. Please specify which volumes are included in the green fund allocator, and provide the rationale therefor.

Réponse :

Les volumes présentés dans le facteur FB01FV sont les volumes de ventes prévus, à l'exception des volumes exemptés du Fonds vert. Les clients exemptés sont ceux qui, de par leurs procédés, ne brûlent pas le gaz naturel ainsi que ceux qui utilisent du biogaz.

- c. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide a 10-year history of monthly throughput by rate class by region (FB01D). Please indicate whether monthly volumes represent consumption or billings (consumption is preferred). Please also include heating degree days for each month for each region.

Réponse :

Ces données ne sont pas disponibles par classe tarifaire avant 2012-2013. Pour l'année 2012-2013, veuillez vous référer à la réponse de la question 14.a.

4. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, revenues allocator FB07D:

- a. Please specify the nature of the \$193,000 in the "other" category of "other revenues" which are allocated using FB07D.

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce B-0133, Gaz Métro-11, Document 11, lignes 4 à 6, du dossier R-3837-2013.

- b. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, for the budget year, please provide a "proof of revenues" analysis of distribution revenues for each rate class, showing each specific rate charge, the billing determinant, and the revenues, for the 2013/2014 budget test year.

Réponse :

Veillez vous référer au fichier Excel à l'annexe 1 qui est tiré de la pièce B-0478, Gaz Métro-15, Document 8, du dossier R-3837-2013. Ce fichier est le résultat de multiples calculs effectués dans différents fichiers Excel qui ne peuvent être repris dans un seul fichier. Ainsi, un fichier contenant les formules ne peut être constitué.

5. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, customer count allocator FB08:

- a. Please provide the actual number of customers by rate class for the budget year.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FB08* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please explain how customers who take service in multiple categories (e.g., both D4 and D5 categories) are counted for developing this allocation factor, and the basis therefor.

Réponse :

Le facteur FB08 compte le nombre d'installations actives pour chaque tarif. Un client en combinaison tarifaire se retrouve donc à la fois compté au service continu et au service interruptible.

6. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, revenue allocator FB09CL:

- a. Please specify where this allocation factor is used in developing other factors.

Réponse :

Le facteur FB09CL est utilisé dans la construction des facteurs FS27, FS28 et FS31.

- b. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, for the budget year, please provide a "proof of revenues" analysis of supply, compression, transportation, load balancing, distribution and return on inventory-related investment revenues for each rate class, showing each specific rate charge, the billing determinant, and the revenues.

Réponse :

Veillez vous référer au fichier Excel à l'annexe 1 qui est tiré de la pièce B-0478, Gaz Métro-15, Document 8, du dossier R-3837-2013. Ce fichier est le résultat de multiples calculs effectués dans différents fichiers Excel qui ne peuvent être repris dans un seul fichier. Ainsi, un fichier contenant les formules ne peut être constitué.

- c. Please explain how revenues related to gas supply, transportation or other services provided by entities other than Gaz Métro are incorporated into this allocator, and the rationale therefor.

Réponse :

Tout comme le facteur FB09, ce facteur alloue les coûts selon la répartition budgétaire des revenus totaux (fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution et portion rendement de l'ajustement d'inventaire) par tarif et sous-tarifs. Le facteur FB09-CL considère toutefois autant les revenus prévus par Gaz Métro que les revenus des services fournis par le client. Ce facteur est utilisé comme clé de répartition secondaire dans les facteurs FS27, FS28, FS31, PGEÉ et PGEÉ-FR étant donné que les gains liés à ces dépenses se répercutent sur l'ensemble des services du client, peu importe que ces services soient fournis ou non par Gaz Métro.

- d. The FB09CL allocator values reported in the "FB09CL" worksheet within Exhibit B-0032 do not appear to total to unity. Please provide a corrected allocator, with the supporting underlying revenue values used.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FB09CL* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

7. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, revenue allocator FB10:

- a. Regarding the "application" section of Exhibit B-0024, please specify where this allocation factor is used in developing other factors.

Réponse :

Ce facteur est utilisé dans la construction des facteurs TEMPER, TEMPER-A et FS31.

- b. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, for the 2013/2014 budget test year, please provide a "proof of revenues" analysis of transportation, load balancing, distribution and return on inventory related investment revenues for each rate class, showing each specific rate charge, the billing determinant, and the revenues.

Réponse :

Veillez vous référer au fichier Excel à l'annexe 1 qui est tiré de la pièce B-0478, Gaz Métro-15, Document 8, du dossier R-3837-2013. Ce fichier est le résultat de multiples calculs effectués dans différents fichiers Excel qui ne peuvent être repris dans un seul fichier. Ainsi, un fichier contenant les formules ne peut être constitué.

- c. Please explain how revenues related to gas supply, transportation or other services provided by entities other than Gaz Métro are incorporated into this allocator, and the rationale therefor.

Réponse :

Ce facteur tient compte uniquement des revenus générés via les services fournis par Gaz Métro. Les revenus prévus à la cause tarifaire sont utilisés pour le calcul du facteur FB10. Veuillez vous référer à l'onglet FB10 de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8, pour avoir le détail des données utilisées pour la construction de ce facteur.

8. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, customer connections allocator FB11:

- a. Please explain how Gaz Métro derives the number of connections by rate class.

Réponse :

Gaz Métro a croisé la base de données des branchements avec la base de données clients. Par la suite, Gaz Métro a additionné tous les branchements pour les clients des différentes classes.

- b. Please provide the actual number of customer connections by rate class for the budget year.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FB11* de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- c. For the D4 and the D5 rate classes, please explain how Gaz Métro determines whether a customer connection is included in this allocator.

Réponse :

Pour les clients en combinaison tarifaire, le branchement a été alloué à leur tarif D₃ ou D₄.

9. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, value of services (connections) allocator FS21:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FS21* de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please provide the number of meters by type for each rate class.

Réponse :

Le tableau qui suit présente le nombre de compteurs par classe tarifaire obtenus lors du recensement effectué par le service de la tarification en septembre 2013. À noter qu'un client qui est en combinaison tarifaire a son compteur alloué à son tarif stable.

	Soufflets	Rotatifs	Turbines
D ₁			
365	34 483	176	5
1 095	26 845	26	0
3 650	75 885	117	2
10 950	28 952	541	0
36 500	15 761	2 744	8
109 500	3 367	4 812	5
365 000	141	1 813	18
1 095 000	15	275	23
3 650 000	2	38	10
10 950 000	0	0	2
D _{RT}	93	1 218	58
D ₃₀₃	7	63	10
D ₃₀₄	4	73	7
D ₃₀₅	1	37	14
D ₄₀₆	1	12	27
D ₄₀₇	1	5	25
D ₄₀₈	0	2	7
D ₄₀₉	0	0	5
D ₄₁₀	0	0	1
D ₅₀₅	1	24	20
D ₅₀₆	1	1	5
D ₅₀₇	0	1	2
D ₅₀₈	0	0	0
D ₅₀₉	0	0	0
D ₅₁₀	0	0	0
D ₅₃₅	0	6	12
D ₅₃₆	0	2	2
D ₅₃₇	0	0	1
D ₅₃₈	0	0	0

- c. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, for each customer in the D4 and D5 classes (disguised as necessary), please specify the number of meters by type.

Réponse :

Le tableau suivant présente la ventilation par client des compteurs recensés à la question précédente. Un même client avec plus d'un compteur est présenté sur plus d'une ligne.

Client	Tarif	Type Compteur
1	D ₄	R1100
2	D ₅	R1100
3	D ₄	T500
4	D ₄	T4000
4	D ₄	T4000
4	D ₄	T4000
4	D ₄	T4000
5	D ₄	T1700
6	D ₄	R80
7	D ₄	T1700
8	D ₄	T1700
9	D ₅	R1100
10	D ₅	R650
11	D ₄	T4000
12	D ₅	R450
13	D ₄	S50
14	D ₅	R1100
15	D ₅	R1100
16	D ₄	R200
17	D ₅	R1100
18	D ₄	R650
18	D ₄	Rotatif
19	D ₅	T850
20	D ₅	T850
20	D ₅	S50
21	D ₄	R1100
22	D ₅	R1100
23	D ₅	R450
24	D ₅	T500
25	D ₅	R450
26	D ₄	T850
27	D ₄	T1700
28	D ₄	T1700
29	D ₄	T4000
30	D ₄	T4000
31	D ₅	T850
32	D ₄	R1100
33	D ₄	T1700
34	D ₅	T850
35	D ₅	R1100
36	D ₄	R300
37	D ₅	R650

Client	Tarif	Type Compteur
38	D ₄	T4000
39	D ₅	R650
40	D ₅	T1700
41	D ₅	R1600
42	D ₅	T850
43	D ₅	R1100
44	D ₅	T850
45	D ₄	T850
46	D ₄	R650
47	D ₅	T850
48	D ₄	T850
49	D ₅	T1700
50	D ₅	R300
51	D ₄	T850
52	D ₄	R300
53	D ₄	T1700
54	D ₄	T1700
55	D ₅	T850
56	D ₄	T1700
57	D ₄	T850
58	D ₄	R450
59	D ₅	T850
60	D ₅	T850
61	D ₄	T1700
62	D ₅	T4000
63	D ₅	R300
64	D ₅	T850
65	D ₄	R200
66	D ₅	R650
67	D ₅	R140
68	D ₄	R300
68	D ₄	T1700
69	D ₄	R80
70	D ₅	T1700
71	D ₅	T850
72	D ₅	R300
73	D ₅	T850
74	D ₅	T1700
75	D ₅	R450
76	D ₅	T850
77	D ₅	R450
78	D ₅	T500

Client	Tarif	Type Compteur
79	D ₅	T850
80	D ₄	T850
80	D ₄	T850
81	D ₅	R1100
82	D ₄	R200
83	D ₄	T500
84	D ₄	T500
85	D ₄	T1700
86	D ₄	R200
87	D ₄	T850
88	D ₄	T4000
89	D ₄	T1700
90	D ₄	T4000
91	D ₄	T850
92	D ₅	R300
93	D ₄	T850
94	D ₄	T1700
95	D ₅	T500
96	D ₅	T850
97	D ₅	T500
98	D ₅	R200
99	D ₄	T1700
100	D ₅	T1700
101	D ₄	T4000
102	D ₅	S50
103	D ₄	T500
104	D ₄	T1700
105	D ₄	T1700
106	D ₅	R450
107	D ₄	T500
108	D ₄	T850
109	D ₄	R200
110	D ₄	T850
111	D ₅	T500
112	D ₅	T500
113	D ₅	T4000
114	D ₅	R450
115	D ₅	T850
116	D ₄	T850
117	D ₅	T500
118	D ₅	T850
119	D ₅	T850

Client	Tarif	Type Compteur
120	D ₄	T4000
121	D ₅	T500
122	D ₅	T500
123	D ₄	T1700
124	D ₅	T1700
125	D ₅	T500
126	D ₄	T1700
127	D ₄	T850
128	D ₄	T4000
129	D ₄	T4000
129	D ₄	S50
130	D ₄	T1700
131	D ₄	T500
132	D ₅	T1700
133	D ₄	T4000
133	D ₄	T4000
134	D ₄	T4000
135	D ₄	T500
136	D ₅	T1700
137	D ₄	T4000
138	D ₄	T1700
139	D ₄	T4000
140	D ₅	R1100
141	D ₄	T500
142	D ₅	R1100
143	D ₅	R1100
143	D ₅	R200
144	D ₄	R1100
145	D ₅	R450
146	D ₄	Turbine
147	D ₅	T850
148	D ₄	T500
149	D ₅	R300
150	D ₄	T500
151	D ₄	R1100
152	D ₅	T4000
153	D ₅	T850
154	D ₅	R1600

- d. Please explain how the “N_{BA}” connection count is determined, and provide the values for each rate class.

Réponse :

Veillez vous référer aux réponses des questions 8.a et 9.a.

- e. Please provide the unit cost of connection by type of meter by rate class (Coût B_{Ai}), and explain how this cost item was developed (with supporting workpapers).

Réponse :

Pour le coût unitaire, veuillez vous référer à la réponse à la question 1.9.4 de la demande de renseignements n°2 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 8.

Le coût d'un branchement est estimé à partir d'une moyenne des coûts réels de branchement des clients, par type de compteur et par marché, à partir des coûts imputés dans les ordres de travail (factures, temps, frais généraux). Le coût de branchement n'inclut la pose que d'un seul compteur par branchement.

- f. Please provide the cost of a meter installation by type of meter by rate class (Coût P_{Ai}), and explain how this unit cost was developed (including supporting workpapers).

Réponse :

Pour le coût unitaire, veuillez vous référer à la réponse à la question 1.9.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 8.

Le coût d'installation d'un compteur est estimé à partir d'une moyenne des coûts réels d'installation de compteur, par type de compteur et par marché, à partir des coûts imputés dans les ordres de travail (factures, temps, frais généraux). Le coût de pose de compteur n'est ajouté que lorsque le nombre de compteurs associé à un branchement est supérieur à 1.

- g. Is Coût B_{Ai} a cost per connection by rate class by meter type, or a total connection cost by rate class by meter type? Please explain your response.

Réponse :

Pour chaque classe tarifaire, un coût moyen de branchement est déterminé en fonction des équipements (compteurs) de chaque client de la classe tarifaire. Une fois le coût de branchement moyen connu, il est multiplié par le nombre de branchements de chaque classe tarifaire pour obtenir un coût de branchement par classe tarifaire.

- h. Is Coût P_{Ai} a meter installation cost per connection by rate class by meter type, or a total meter installation cost by rate class by meter type? Please explain your response.

Réponse :

Pour chaque classe tarifaire, un coût moyen de pose de compteur est déterminé en fonction des équipements (compteurs) de chaque client de la classe tarifaire. Comme le coût de branchement inclut l'installation d'un seul compteur, le coût moyen de pose de compteur pour une classe tarifaire est multiplié par le nombre de clients excédentaires au nombre de branchements pour obtenir un coût de pose de compteur additionnel au coût de branchement par classe tarifaire.

- i. Please confirm that Gaz Métro records meter installation costs in its services (branchements) plant account. If you cannot confirm, please explain why meter installation costs are included in this allocator.

Réponse :

Gaz Métro le confirme.

10. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, meters cost allocator FS22:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'onglet FS22 de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please provide the number of meters by type for each rate class.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 9.b.

- c. Please provide the average unit cost for meter acquisition for each of the last three years.

Réponse :

Type de compteur	2014 (\$)	2013 (\$)	2012 (\$)
S6	65	83	63
S20	150	167	147
S50	645	668	630
R80	1 848	1 712	650
R140	2 089	1 947	885
R200	2 388	2 298	1 177
R300	2 581	2 428	1 366
R450	2 910	2 729	1 687
R650	3 221	2 993	1 991
R1100	5 851	5 651	4 560
T4 (T-500)	*	15 128	*
T6 (T-850)	*	13 235	*
T8 (T-1700)	*	20 258	*
T12 (T-4000)	*	23 377	*

*Aucun achat

- d. Please provide the average unit cost for meter recycling for the last three years.

Réponse :

Type de compteur	2014 (\$)	2013 (\$)	2012 (\$)
S6	316	99	308
S20	168	908	164
S50	346	494	338
R80	437	827	427
R140	440	653	430
R200	447	872	437
R300	622	729	607
R450	441	518	431

Type de compteur	2014 (\$)	2013 (\$)	2012 (\$)
R650	657	952	642
R1100	925	*	904
T4 (T-500)	1 177	896	1 149
T6 (T-850)	984	1 613	961
T8 (T-1700)	734	1 373	717
T12 (T-4000)	1 438	1 989	1 405

*Aucun recyclage

- e. Please show how recycling costs and acquisition costs are averaged for developing the average unit cost used in this allocator.

Réponse :

Pour chaque type de compteur, Gaz Métro connaît la proportion de nouveaux compteurs achetés et de compteurs recyclés. Le coût moyen d'acquisition est égal à la proportion de nouveaux compteurs achetés multipliée par le coût des nouveaux compteurs achetés plus la proportion de compteurs recyclés multipliée par le coût de recyclage des compteurs.

- f. Please provide the estimated lifespan for each type of meter, and the basis therefor.

Réponse :

Dans l'étude d'allocation des coûts, la durée de vie des compteurs est égale à la période maximale d'utilisation chez un client avant le remplacement ou le recyclage de son compteur. Plus le compteur est utilisé pour un volume important, plus nombreux sont les remplacements. Les compteurs de type soufflet S6 et S20 peuvent demeurer chez un client jusqu'à 20 ans, les compteurs de type rotatif jusqu'à 12 ans, les gros compteurs à soufflet jusqu'à 7 ans et finalement les turbines jusqu'à 5 ans.

11. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, sales force allocator FS27:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet FS27 des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

Il est à noter qu'une erreur s'est glissée lors de l'établissement du facteur FS27. Des dépenses autres que celles associées aux ventes ont été utilisées, accordant alors beaucoup de poids aux dépenses générales.

Les coûts erronés utilisés aux pièces B-0039 et B-0040 ainsi que les coûts corrigés sont présentés dans le tableau suivant.

Coûts Ventes- Facteur FS27

	Résidentiel (\$)	Moyen débit (\$)	Grand débit (\$)	Général (\$)
Coûts erronés	3 136 016	14 397 133	2 500 258	4 082 199
Coûts corrigés	2 191 437	10 635 222	2 131 491	413 010

L'impact sur le facteur d'allocation FS27 est le suivant :

Tarif	Palier	FS27 B-0039/B-0040 (%)	FS27 corrigé (%)
D ₁	[0 - 365]	3,07	3,41
D ₁	[365 - 1 095]	3,24	3,41
D ₁	[1 095 - 3 650]	10,99	11,34
D ₁	[3 650 - 10 950]	11,07	11,75
D ₁	[10 950 - 36 500]	11,82	11,81
D ₁	[36 500 - 109 500]	5,44	3,96
D ₁	[109 500 - 365 000]	2,06	1,19
D ₁	[365 000 - 1 095 000]	1,03	0,69
D ₁	[1 095 000+]	1,39	1,27
D _{1-RT}		25,20	27,58
D ₃₀₃		0,99	1,10
D ₃₀₄		2,83	3,11
D ₃₀₅		4,09	4,49
D ₄₀₆		2,03	2,04
D ₄₀₇		3,06	2,53
D ₄₀₈		1,70	1,29
D ₄₀₉		2,12	1,54

Tarif	Palier	FS27 B-0039/B-0040 (%)	FS27 corrigé (%)
D ₄₁₀		2,12	1,50
D ₅₀₅		1,80	2,12
D ₅₀₆		0,66	0,67
D ₅₀₇		0,81	0,69
D ₅₀₈		0,23	0,19
D ₅₀₉		0,52	0,43
D ₅₃₅		0,76	0,88
D ₅₃₆		0,60	0,63
D ₅₃₇		0,35	0,34
D ₅₃₈		0,03	0,03
Total		100,00	100,00

- b. Please provide budgeted dollar expenses for the three rate class groups referenced in Exhibit B-0024.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 11a.

- c. Please detail the specific expenses assigned to the D₄ and D₅ rate class groups, and the magnitude of each. Please detail the nature of sales activity related to D₄ and D₅ customers.

Réponse :

Les montants directement alloués aux clients des tarifs D₄ et D₅ correspondent aux montants alloués à la clientèle grand débit. Ils s'élèvent à 2 131 491 \$ et peuvent être séparés selon les deux activités suivantes :

Activités ventes	Budget 2013-2014
Service aux clients, contrats	1 882 048
Assistance technique (analyse, études)	249 443 \$
Total	2 131 491 \$

- d. Please detail the magnitude and specific nature of all of the general sales expenses allocated using factor FB09CL.

Réponse :

Les coûts généraux énoncés dans la définition du facteur FS27 (B-0019, Gaz Métro-2, Document 4) correspondent à l'ensemble des dépenses relatives aux Ventes qui ne peuvent être allouées à un groupe de clients en particulier (résidentiel, moyen débit ou grand débit). Ce montant s'élève à 413 010 \$. Il s'agit principalement de dépenses associées au groupe DATECH qui fait partie de la direction Ventes et qui offre une assistance technique à plusieurs intervenants à l'interne sur l'utilisation du gaz naturel. En plus d'offrir ses services aux différents départements des ventes, il fournit également de l'aide à d'autres groupes, tels l'Ingénierie, sans que cette aide puisse être associée à une catégorie de clients en particulier.

- e. Please provide the rationale for using FB09CL as the allocation factor for general sales expenses.

Réponse :

Le facteur FB09-CL alloue les coûts selon la répartition budgétaire des revenus totaux (fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution et portion rendement de l'ajustement d'inventaire). Il considère autant les revenus associés aux services fournis par Gaz Métro que les revenus associés aux services fournis par les clients.

Ce facteur est utilisé pour allouer la part des coûts généraux de la force de vente ne pouvant être attribuée à un type de clientèle en particulier. Il est utilisé sur la base du lien de causalité perçu entre la répartition des revenus et les dépenses liées aux efforts de vente. Gaz Métro n'a proposé aucun changement pour l'allocation des coûts généraux.

12. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, advertising cost allocator FS28:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'onglet *FS28* des pièces B0-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please provide budgeted dollar expenses for the three rate class groups referenced in Exhibit B-0024.

Réponse :

Coûts Marketing - Facteur FS28

	Résidentiel (\$)	Moyen débit (\$)	Grand débit (\$)	Général (\$)
Coûts	157 064	1 672 089	47 250	3 492 909

- c. Please detail the specific types of advertising expenses assigned directly to the D4 and D5 rate class groups, and the magnitude of each.

Réponse :

Les montants directement alloués aux clients des tarifs D₄ et D₅ correspondent aux montants alloués à la clientèle grand débit. Ils s'élèvent à 47 250 \$ et sont associés entre autres à des mises jours Web et à la production d'informations destinées aux ingénieurs.

- d. Please detail the magnitude and specific nature of all general advertising expenses allocated using factor FB09CL.

Réponse :

Les coûts généraux énoncés dans la définition du facteur FS28 (B-0019, Gaz Métro-2, Document 4) correspondent à l'ensemble des dépenses relatives aux frais de publicité et à la promotion qui ne peuvent être allouées à un groupe de clients en particulier (résidentiel, moyen débit ou grand débit). Ce montant s'élève à 3 492 909 \$. Il correspond essentiellement aux activités ciblant autant les citoyens que les clients de Gaz Métro : campagnes de positionnement, commandites, refonte du site Web, etc.

- e. Please provide the rationale for using FB09CL as the allocation factor for general advertising expenses.

Réponse :

Le facteur FB09-CL alloue les coûts selon la répartition budgétaire des revenus totaux (fourniture, compression, transport, équilibrage, distribution et portion rendement de l'ajustement d'inventaire). Il considère autant les revenus associés aux services fournis par Gaz Métro que les revenus associés aux services fournis par les clients.

Le facteur FB09-CL est utilisé pour allouer la part des coûts généraux des frais de publicité et promotion du gaz ne pouvant être attribuée à un type de clientèle en particulier. Ce facteur est utilisé sur la base du lien de causalité perçu entre la répartition des revenus et les dépenses liées aux efforts de vente. Gaz Métro n'a proposé aucun changement pour l'allocation des coûts généraux.

13. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, intervenor expenses allocator FS31:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FS31* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please identify the costs associated with each of the intervenor categories for the budget year, and show how those costs are allocated.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *FS31* des pièces B-0039 Gaz Métro-2, Document 7, et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

Voici le détail de l'allocation du budget de 2014.

Intervenant	Groupes d'intérêts	Coûts (%)	Allocation (\$)
ACIG	Clients D ₄ et D ₅	8,4	94 500
UC	Clients moins 36 500 m ³ par année	5,0	56 250
FCEI	Clients D ₁ et D ₃ de plus de 36 500 m ³ par année	12,8	144 000
OC	Clients moins 36 500 m ³ par année	10,9	122 625
UMQ	Clients D ₁ et D ₃ de plus de 36 500 m ³ par année	5,1	57 375
GRAME	Intérêt public	3,8	42 750
S.É./AQLPA	Intérêt public	8,3	93 375
ROÉÉ	Intérêt public	2,1	23 625
Autres	Intérêt public	43,6	490 500
Total		100,0	1 125 000

- c. Please identify the specific costs associated with the public interest, and show how those costs are allocated.

Réponse :

Les coûts pour les groupes environnementaux ainsi que les autres frais (par exemple, les experts de Gaz Métro mandatés par la Régie) font partie de cette catégorie et sont répartis à l'ensemble de la clientèle.

Veillez vous référer à la question précédente pour la ventilation de l'allocation de ces coûts.

- d. Please provide the basis for the proposed allocation factor for public interest costs.

Réponse :

Les frais des intervenants appartenant à la catégorie « intérêt public » sont répartis à 50 % en fonction des revenus totaux et 50 % en fonction des volumes. Ces frais ne peuvent être associés à une ou plusieurs catégories tarifaires en particulier. Gaz Métro n'a proposé aucun changement pour l'allocation de ces coûts.

14. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, Exhibit B-0023 Section 5.4.1, capacity attributed (CA) allocator:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator. Please include the underlying data and the statistical analyses prepared including and excluding windspeed.

Réponse :

Pour les clients qui ont une DHM contractuelle, cette donnée est utilisée avec ou sans le facteur vent. Pour les clients en lecture mensuelle ou bimestrielle, les informations sont fournies dans le fichier Excel joint en annexe 2.

- b. Please detail how design windspeed conditions were determined.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce R-3630-2007, Gaz Métro-12, Document 2.

- c. Please specify the historical period used for the statistical calculation of maximum daily demand, and the basis therefor.

Réponse :

Les valeurs de facturation de septembre 2011 à octobre 2012, utilisées dans l'étude d'allocation des coûts de 2013, ont servi à calculer la DQM des clients.

- d. Please indicate whether non-winter months are included in the statistical analysis, and the reason for your choice.

Réponse :

Les mois d'été sont inclus, ce qui permet d'augmenter le nombre de données à partir duquel la régression est effectuée et ainsi de calculer une meilleure constante.

- e. Please indicate whether the statistical estimation considered functional forms other than linear. If so, please explain why the alternatives were rejected.

Réponse :

Pour l'ensemble de la clientèle, la relation entre la consommation et les degrés-jours est linéaire. Par ailleurs, les facteurs de corrélation r^2 pour les degrés-jours sont tous au-delà

de 0,82 pour l'ensemble de la clientèle facturée mensuellement. Aucune autre forme d'estimation statistique n'a donc été utilisée pour calculer la DQM.

- f. Does Gaz Métro validate its statistically estimated peak daily demands with actual daily system sendout? If so, please provide comparisons of the statistically estimated daily peak demands with actual daily sendout for peak demand days for last winter.

Réponse :

Non. Bien que Gaz Métro puisse calculer le volume quotidien consommé par l'ensemble des clients chaque jour, elle ne peut subdiviser ce volume pour une portion importante de sa clientèle, soit l'ensemble des clients D₁, D_{1RT} et plusieurs clients du tarif D₃, car l'information de consommation de ces clients n'est obtenue qu'une fois aux 30 à 60 jours.

De plus, étant donné que la DQM représente une valeur théorique maximale, la méthodologie ne peut servir à calculer d'autres valeurs. Par conséquent, les valeurs globales journalières reçues des systèmes ne peuvent être comparées à la DQM calculée pour l'allocation des coûts.

- g. Does Gaz Métro use the statistically estimated maximum day demands in its distribution system planning and its gas supply planning functions? If not, please identify how maximum day and/or maximum hourly demands are determined for those purposes.

Réponse :

Gaz Métro utilise des méthodes d'estimation globales pour établir la demande en journée de pointe. Ces méthodes ne permettent pas de calculer la demande par type de clientèle. Pour l'allocation des coûts, il est essentiel d'établir la DQM par classe tarifaire et donc un modèle différent doit être utilisé.

- h. Are distribution system planning and gas supply design conditions based on maximum daily demands or maximum hourly demands? Please explain.

Réponse :

Le design du réseau est expliqué en détail dans la pièce B-0082, Gaz Métro-2, Document 14, du dossier R-3837-2013 (Cause tarifaire 2014). Pour la distribution uniquement, le système est construit afin de pouvoir répondre à la demande horaire maximale.

- i. Are customers on a daily reading cycle (Rates D4 and D5) metered on an hourly basis or a daily basis? Please explain your response as necessary.

Réponse :

Les clients des tarifs D₄ et D₅ sont mesurés à l'heure, mais tarifés sur une base quotidienne.

- j. To the extent not provided elsewhere, for each D4 and D5 customer (disguised as necessary), in MS Excel electronic format, please provide contract hourly demand and annual throughput for the 2013-2014 budget test year. Please include a rate class identifier.

Réponse :

Le tableau de l'annexe 3 présente les débits horaires maximum au contrat de l'ensemble des clients qui ont été étudiés au moment de produire l'allocation des coûts 2014.

La donnée contractuelle n'est pas séparée par tarif ; elle représente le débit horaire total qui peut être consommé par un client. Dans le cas des clients en combinaison tarifaire, l'information n'a donc pas pu être présentée par tarif.

- k. To the extent that Rate D4 and D5 customers are metered on an hourly basis, in MS Excel electronic format, please provide the actual maximum hourly consumption and the maximum daily consumption for each customer (disguised as necessary) for each of the past three years. Please include a rate class identifier for each customer.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 14.j.

- l. Please specify the penalties imposed on Rate D4 and D5 customers for overrunning maximum hourly contract demands, and explain fully how those penalties are calculated.

Réponse :

Les *Conditions de service et Tarif* ne prévoient aucune pénalité en cas de dépassement de la demande horaire contractuelle.

15. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, capacity attributed and used (CAU) allocator:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of this allocator.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *CAU* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please define " CU_{rc} " and show how it is calculated. Please identify any differences between CU_{rc} and the underlying values used for FB01D, and explain the reasons for the differences.

Réponse :

Veillez vous référer à l'onglet *CAU* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

L'excédent ou le déficit est calculé par la différence entre la capacité requise et le volume annuel (FB01D). Le CU_{ct} attribue la demande de capacité de la clientèle en déficit à la demande de capacité en excédent des autres clients et ce, de façon proportionnelle.

- c. Please explain generally why the D410 class represents 9.70 percent of throughput (FB01D), 9.9 percent of maximum daily demand (CA), and 20.6 percent of CAU demand.

Réponse :

Cette différence s'explique par l'écart entre la capacité demandée dans le contrat du ou des clients de la classe D_{410} par rapport à leur utilisation prévue. Les équipements chez le ou les clients peuvent donc utiliser une capacité beaucoup plus grande que ce qu'ils prévoient utiliser.

- d. Please reconcile the values reported in Exhibit B-0032 for the CAU allocator with those shown in the Simulator (Exhibit B-0036), in the "DQM/DHM IZ" section of the "Tables" worksheet.

Réponse :

Les pièces révisées B-0040, Gaz Métro-2, Document 8 et B-0041, Gaz Métro-2, Document 12 corrigent les écarts observés.

- e. Please reconcile the values reported in Exhibit B-0032 for the CAU allocator with those shown in Exhibit B-0023 Table 17.

Réponse :

La pièce B-0023, Gaz Métro-2, Document 1 (version anglaise) est liée aux données budgétaires de la Cause tarifaire 2013 alors que la pièce B-0032, Gaz Métro-2, Document 8 est liée aux données budgétaires de la Cause tarifaire 2014. Les écarts constatés sont liés à des changements de tarifs, des variations de volumes, ainsi que des gains et des pertes de clients.

16. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, CONDRIND and CONDRIN allocators:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of these proposed allocation factors.
- i. As part of your response, please show specifically how the values provided in Exhibits B-0033 and B-0034 are used to derive the proposed mains classification factor and the CONDRIND and CONDRIN allocation factors.

Réponse :

Veuillez vous référer à l'onglet *CONDRIN* des pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040 Gaz Métro-2, Document 8 ainsi que *CONDRIND* de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

Les coûts de la base de données comptables sont utilisés pour calculer la portion accès ainsi que pour calculer la valeur totale du réseau.

Dans la méthode de l'intercepte zéro, les coûts moyens des différents diamètres de conduite permettent de trouver la valeur de l'accès à l'intercepte grâce à une régression linéaire.

Dans la méthode du réseau minimal, le coût moyen des conduites de 2 pouces établit le coût d'accès.

Par la suite, les coûts moyens des différents diamètres de conduite et matériaux, appliqués aux longueurs de conduite de la base de données de l'ingénierie, permettent de calculer la valeur moyenne du réseau complet. La proportion du coût moyen de l'intercepte zéro ou de la conduite de deux pouces divisée par le coût moyen des conduites du réseau établit la portion accès, alors que la différence est considérée comme de la capacité.

Les résultats de la moyenne des coûts de la base comptable se retrouvent dans le simulateur à la pièce B-0041, Gaz Métro-2, Document 12, au tableau 1 dans l'onglet

Calcul pour l'ensemble du réseau. Les tableaux qui donnent les mêmes informations par région sont situés dans l'onglet *Tables*, aux lignes 3 à 16, en fonction de la méthode proposée.

Les longueurs de conduite dans le sol de la base de données de l'ingénierie se retrouvent dans l'onglet *Calcul* au tableau 2 pour l'ensemble du réseau. Les tableaux qui donnent les mêmes informations par région sont situés dans l'onglet *Tables*, aux lignes 18 à 42, en fonction de la méthode proposée.

- b. In deriving the CONDPRIN allocator, are the % Customer and % Demand factors adjusted such that the sum of the % Customer, % Demand and % Transmission is unity? Please explain your response.

Réponse :

Oui, veuillez vous référer à l'onglet *CONDPRIND* de la pièce B-0040 Gaz Métro-2, Document 8.

17. Reference Exhibit B-0031, CONDPRIN allocator:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of the current CONDPRIN allocation factors.
- i. As part of your response, please show specifically how the values provided in Exhibits B-0033 and B-0034 are used to derive the proposed CONDPRIN allocation factor. Please include all data relied upon, and provide supporting zero-intercept statistical analyses for each region.

Réponse :

Veuillez vous référer à la réponse de la question 16.a pour l'explication sur l'utilisation des données comptables et des données de l'ingénierie dans le facteur CONDPRIN.

Voici un tableau basé sur les informations des lignes 3 à 16 de l'onglet *Tables* du simulateur pour les valeurs de l'intercepte zéro, du r^2 et du t de Student par région :

	Intercepte zéro (\$/m)	Valeur réseau (\$/m)	Accès (%)	Valeur proportionnelle	Accès pondéré (%)	r ²	T
Montréal	137	252	54,4	61,1	33,2	0,99	8,10
Abitibi	154	339	45,4	4,6	2,1	0,91	3,13
Mauricie	137	299	45,8	6,2	2,8	0,50	2,00
Estrie	163	285	57,2	12,7	7,2	1,00	42,33
Québec	140	347	40,3	10,8	4,4	0,75	2,96
Saguenay	185	367	50,4	5,0	2,5	0,04	(1,23)
Total Régions	146	280			52,3		
Global	143	273			52,6	0,94	8,06

18. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, EXPLOITD allocator:

- a. Please provide the rationale for applying the EXPLOITD factor to non-tax working capital costs.

Réponse :

Le financement du lead/lag ainsi que des matériaux et des approvisionnements sont nécessaires pour soutenir les opérations courantes. Le facteur EXPLOITD représente l'allocation de l'ensemble des opérations courantes de l'entreprise.

- b. Please provide a copy of the Company's most recent lead lag study.

Réponse :

L'étude du lead/lag la plus récente est celle déposée dans le cadre de la Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, B-0294, Gaz Métro-19, Document 2, pages 11 et 12. L'étude se retrouve à l'annexe 4 du présent document.

- c. Please provide the bill payment lag by rate class for each of the past three years.

Réponse :

Le délai total entre la consommation du gaz et le recouvrement complet des revenus (lag) est évalué de façon globale pour l'ensemble des clients. La méthode de calcul de ce délai

a d'ailleurs été expliquée en détail dans le cadre de la Cause tarifaire 2013 (R-3809-2012, B-0421, Gaz Métro-10, Document 2).

L'information n'est pas disponible par tarif et paliers tarifaires. Le délai est évalué à 38,14 jours en 2015 pour l'ensemble des clients.

Le tableau suivant présente l'historique pour les trois derniers exercices.

Exercice	Lag	Référence
2015	38,14	Cause tarifaire 2015, R-3879-2014, B-0294, Gaz Métro-19, Document 2, p.11
2014	37,55	Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0449, Gaz Métro-9, Document 3, p.9
2013	37,45	Cause tarifaire 2013, R-3809-2012, B-0421, Gaz Métro-10, Document 2, p.9

19. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, BIOGAZ allocator:

- a. Please describe the nature of the facilities associated with providing biogas to the D408 customer(s).

Réponse :

Veillez vous référer aux sections 3 et 6 de la pièce SCGM-1, Document 1 du dossier R-3532-2004 pour obtenir une description du site de production du biogaz.

- b. Are the throughput and maximum day demand allocators for the D408 class adjusted to exclude biogas supplies? Please explain your response.

Réponse :

Les volumes et la pointe ne sont pas ajustés pour retirer les valeurs se rapportant au biogaz, car le biogaz ne constitue pas une catégorie de clients et est facturé en fonction des tarifs applicables (en l'occurrence le tarif D₄).

20. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, PGEÉ and PGEÉ-FR allocators:

- a. In "live" MS Excel electronic format with formulae intact, please provide all supporting workpapers for the development of these allocators.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

- b. Please provide budgeted financial assistance (incentives) by PGEÉ program by rate class. Please include a brief description of each PGEÉ program.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce R-3837-2013, B-0344, Gaz Métro-12, Document 1.

- c. Please provide operating budgets for development, marketing, monitoring and evaluation, by PGEÉ program for each of the three rate class groups.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce R-3837-2013, B-0344, Gaz Métro-12, Document 1.

- d. Please provide supporting calculations for allocation of operating budgets within the three rate class groups.

Réponse :

Veillez vous référer à la pièce R-3837-2013, B-0344, Gaz Métro-12, Document 1.

- e. Regarding other operating budgets, please explain how weighting factors were developed, and provide all supporting calculations.

Réponse :

Lors de l'élaboration du dossier tarifaire, l'équipe responsable du PGEÉ attribue à chacun des programmes du PGEÉ un poids relatif défini en fonction de la charge administrative de traitement des dossiers du programme. Ce poids relatif est gradué de 1 à 5, où 1 signifie la charge administrative de traitement la plus faible alors que 5 représente la charge administrative la plus élevée. Les charges administratives des programmes sont ainsi comparées entre elles pour chacun des programmes pour l'établissement du poids relatif.

Les poids relatifs ainsi établis permettent de répartir le budget d'exploitation incluant les autres activités du PGEÉ à travers les différents programmes, en fonction des efforts requis pour chacun d'eux. Pour répartir les coûts d'exploitation par type de clientèle, Gaz Métro propose donc d'utiliser ces poids relatifs établis par le PGEÉ. Cette approche a l'avantage d'améliorer la causalité des coûts en faisant assumer par chaque catégorie tarifaire les efforts administratifs consentis au développement ou à l'analyse des programmes qui lui sont dédiés.

- f. Please explain why the PGEÉ-FR allocator is not derived as the forecast PGEÉ costs incurred by rate class less the actual PGEÉ costs incurred by rate class.

Réponse :

Gaz Métro calcule l'écart par programme entre le réel et le budget. Par la suite, cet écart est réparti à travers les différents paliers et sous-paliers tarifaires selon les mêmes proportions que l'aide financière reliée aux différents programmes. Cette façon de faire permet une allocation plus précise.

21. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, PRC, PRCA and PRCVN allocators:

- a. Please summarize the purpose and nature of Gaz Métro's consumption rebate programs, or provide reference to explanatory materials.

Réponse :

Veillez vous référer au texte du Programme de rabais à la consommation (PRC) ainsi qu'au texte du Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC) reproduits à l'annexe 5 de la présente pièce.

- b. Please explain the differences between the PRC, PRCA and PRCVN allocators.

Réponse :

Le facteur PRC correspond aux proportions des montants accordés dans le cadre des programmes de rabais à la consommation (PRC) par tarif et palier tarifaire exprimées en pourcentage. Le facteur PRCA correspond aux proportions des dépenses d'amortissement des montants accordés dans le cadre des programmes de rabais à la consommation par tarif et palier tarifaire exprimées en pourcentage. Le facteur PRCVN correspond à la valeur nette des montants accordés au PRC. La valeur nette se calcule en soustrayant l'amortissement cumulé de la valeur actualisée des aides financières pour l'ensemble des clients qui ont reçu du PRC. Elle dépend de la date de premier versement, de la durée et du nombre de versements de chaque client.

- c. Please explain why the rate base item "Subvention - P.R.C. - P.R.R.C. 10 ans" is identified as being allocated with the PRCVN allocator but appears to be allocated with the PRCA allocator in Exhibit B-0032.

Réponse :

Ce coût est alloué avec le facteur PRCVN tel qu'indiqué à l'onglet *Allocation* de la pièce B-0040, Gaz Métro-2, Document 8.

22. Reference Exhibits B-0024 and B-0032, AEÉ allocator:

- a. Please provide supporting workpapers for the development of this allocator, including a listing of each program and class allocators for each.

Réponse :

Veillez vous référer aux pièces suivantes :

- R-3662-2008, Gaz Métro-10, Document 8 ;
- D-2008-140 ;
- R-3690-2009, Gaz Métro-9, Document 10 ; et
- D-2009-156.

- b. Please explain in more detail the nature of "the allocation keys defined for each program."

Réponse :

La clé de répartition avait été développée en associant chaque programme/activité de l'Agence en efficacité énergétique à un ou des paliers tarifaires de Gaz Métro. Pour plus de détails, veuillez vous référer à la pièce R-3690-2009, Gaz Métro-9, Document 1, section 2.

23. Reference Exhibits B-0030, pages 11 to 12, B-0032, allocation of taxes and duties:

- a. Please identify the specific plant to which the \$13.191 million in network taxes (taxe sur le réseau) apply. Are the taxes limited to mains, or are service lines, meters, and any other plant also subject to the tax?

Réponse :

Ce montant est associé à la taxe provinciale sur les services publics qui s'adresse à toute personne, société de personnes ou fiducie qui exploite un réseau d'énergie électrique, un réseau de gaz ou un réseau de télécommunication au Québec. Cette taxe s'applique sur la valeur des actifs incluant la valeur de conduites de distribution, des branchements, de l'équipement des postes de livraison, de l'équipement des postes de compression et des installations de stockage de l'usine LSR.

- b. Please identify the specific plant to which the \$3.033 million in transmission network taxes apply.

Réponse :

Cette taxe foncière est appliquée par les municipalités aux conduites de transmission de plus de 7 000 kPa.

- c. Please explain why the ratio of transmission taxes to distribution taxes appears to be much higher than the ratio of transmission plant to distribution plant.

Réponse :

Les montants versés en taxes dépendent des taux de taxation respectifs. Notamment, le taux de taxe sur les services publics s'élève à 1,5 % du coût net des actifs. Les taxes se basent sur une valeur fiscale et non sur la valeur comptable, ce qui explique la différence de « ratio ».

- d. Please explain the specific nature of fees included in the \$5.242 million in "Redevance à la régie bâtiment/énergie" line item, and explain why these costs are allocated on the basis of throughput.

Réponse :

Les taux de la redevance payable par Gaz Métro pour chaque exercice financier s'établissent en divisant, par forme d'énergie, les prévisions ajustées des dépenses de la Régie de l'énergie, la somme des volumes de gaz naturel transportés et des volumes livrés par Gaz Métro au cours de l'exercice financier précédent. Veuillez vous référer au *Règlement sur la redevance annuelle payable à la Régie de l'énergie* disponible sur le site de la Régie de l'énergie pour obtenir les modalités de calcul de cette redevance. Ces montants sont alloués en fonction du volume puisqu'ils sont déterminés par les volumes livrés.

24. Reference Exhibit B-0033:

- a. Please provide an updated version of this exhibit which reflects plant costs incurred through 2014 (as available).

Réponse :

Il n'y a pas de version plus récente disponible de la pièce B-0033, Gaz Métro-2, Document 9.

- b. Please state the difference between mains identified as "CP-Plast.direct" and "CP-Plast.ins.," and indicate how these plant types were categorized in the Company's zero-intercept and minimum system analyses.

Réponse :

L'un (CP-Plast.direct) représente des conduites de plastique mises en terre et l'autre (CP-Past.ins.) des conduites de plastique insérées dans d'autres conduites. Comme il s'agit dans les deux cas de conduites de plastique, elles font toutes deux partie du coût moyen des conduites de plastique.

- c. Where new plastic pipe has been inserted in existing steel pipe, was the steel pipe included or excluded in developing the database reported in Exhibit B-0033? Please explain your response.

Réponse :

La base de données comptable n'est pas associée directement aux conduites dans le sol. Lorsqu'une conduite est remplacée par une conduite insérée, il y a retrait d'actifs dans la base de données comptables. Cependant, puisque les conduites de la base de données ne sont pas directement associées à des conduites dans le sol, il est impossible de valider si la conduite qui est enlevée est celle dans laquelle une autre conduite a été insérée.

- d. In MS Excel electronic format, please provide a version of this exhibit with costs segregated by operating pressure, to the extent available. At a minimum, please segregate each item in the dataset into the operating pressure categories reported in Exhibit B-0034 (if available). Please include plant data through 2014.

Réponse :

Les conduites de la base de données comptable ne sont pas liées directement à des conduites dans le sol. Il est donc impossible d'associer des pressions à la base de données comptables.

- e. In MS Excel electronic format, please provide a version of this exhibit with gross plant, accumulated depreciation, and net plant values. Please include plant data through 2014.

Réponse :

L'amortissement n'est pas effectué par conduite, mais par type d'actif. Bien qu'un exercice théorique puisse permettre de répartir l'amortissement global entre les conduites, le fait que les conduites de la base de données comptables ne puissent être associées directement aux conduites dans le sol fait en sorte que cet exercice ne résulterait pas en une allocation plus précise.

25. In MS Excel electronic format, for each rate class as defined in the cost allocation study, please provide the number of customers (FB08), the number of connections (FB11), the maximum day demand (CA) and the annual throughput (FB01D) segregated by the operating pressure at which the customer takes service.

Réponse :

Les tableaux suivants présentent le nombre de clients prévu (FB08), le nombre de branchements (FB11) ainsi que les volumes de ventes annuelles prévues (FB01D), séparés par classes de pression au point de mesurage. La pression au point de mesurage est la mesure de pression prise au niveau du compteur du client. Une pression au point de mesurage de 1,75 kPa est la plus commune pour la clientèle, mais peut être plus élevée selon les besoins du client.

Gaz Métro n'est pas en mesure, avec les données disponibles présentement, de lier la pression au point de mesurage avec la capacité attribuée de chacune des catégories de la clientèle.

Tableau 1 – Nombre de clients prévus

Tarif	Palier	Nombre de clients (FB08)	0 kPa-1,75 kPa	1,75 kPa - 250 kPa	250 kPa et +
D ₁	[0 - 365]	32 448	31 704	739	5
D ₁	[365 - 1 095]	28 220	27 761	459	-
D ₁	[1 095 - 3 650]	76 265	74 437	1 825	3
D ₁	[3 650 - 10 950]	28 911	24 489	4 416	6
D ₁	[10 950 - 36 500]	18 465	10 862	7 594	9
D ₁	[36 500 - 109 500]	8 162	2 489	5 639	35
D ₁	[109 500 - 365 000]	1 677	132	1 492	53
D ₁	[365 000 - 1 095 000]	260	4	217	39
D ₁	[1 095 000+]	47	-	12	35
D _{1-RT}		1 266	68	998	200
D ₃₀₃		89	3	82	5
D ₃₀₄		93	-	87	6
D ₃₀₅		60	-	51	9
D ₄₀₆		46	-	32	14
D ₄₀₇		31	-	10	21
D ₄₀₈		8	-	2	6
D ₄₀₉		3	-	-	3
D ₄₁₀		2	-	-	2
D ₅₀₅		60	-	42	18
D ₅₀₆		15	-	6	9
D ₅₀₇		9	-	-	9
D ₅₀₈		2	-	1	1
D ₅₀₉		4	-	-	4
D ₅₃₅		25	-	22	3
D ₅₃₆		15	-	10	5
D ₅₃₇		7	-	3	4
D ₅₃₈		1	-	-	1
Total		196 191	171 948	23 740	503

Tableau 2 – Nombre de branchements prévus

Tarif	Palier	Nombre de branchements (FB11)	0 kPa-1,75 kPa	1,75 kPa - 250 kPa	250 kPa et +
D ₁	[0 - 365]	9 145	8 642	499	5
D ₁	[365 - 1 095]	13 136	12 904	232	-
D ₁	[1 095 - 3 650]	60 842	59 771	1 068	3
D ₁	[3 650 - 10 950]	23 100	19 854	3 240	5
D ₁	[10 950 - 36 500]	14 886	8 681	6 197	8
D ₁	[36 500 - 109 500]	7 011	2 092	4 889	30
D ₁	[109 500 - 365 000]	1 710	122	1 540	49
D ₁	[365 000 - 1 095 000]	253	2	216	35
D ₁	[1 095 000+]	43	-	22	21
D _{1-RT}		1 369	37	1 277	55
D ₃₀₃		73	4	64	5
D ₃₀₄		73	-	70	3
D ₃₀₅		43	-	34	9
D ₄₀₆		32	-	24	8
D ₄₀₇		29	-	15	15
D ₄₀₈		9	-	6	3
D ₄₀₉		3	-	-	3
D ₄₁₀		2	-	-	2
D ₅₀₅		33	-	20	13
D ₅₀₆		5	-	-	5
D ₅₀₇		1	-	-	1
D ₅₀₈		1	-	-	1
D ₅₀₉		1	-	-	1
D ₅₃₅		15	-	14	1
D ₅₃₆		3	-	2	1
D ₅₃₇		1	-	-	1
D ₅₃₈		1	-	-	1
Total		131 822	112 111	19 428	283

Tableau 3 – Volumes de ventes annuelles prévues

Tarif	Palier	Volumes (10 ³ m ³) (FB01D)	0 kPa-1,75 kPa	1,75 kPa - 250 kPa	250 kPa et +
D ₁	[0 - 365]	6 071	5 984	87	0
D ₁	[365 - 1 095]	28 195	27 724	470	-
D ₁	[1 095 - 3 650]	173 072	168 408	4 655	8
D ₁	[3 650 - 10 950]	190 037	157 215	32 769	53
D ₁	[10 950 - 36 500]	405 618	228 843	176 528	247
D ₁	[36 500 - 109 500]	557 322	154 384	400 081	2 857
D ₁	[109 500 - 365 000]	304 471	20 256	271 942	12 273
D ₁	[365 000 - 1 095 000]	144 266	1 833	119 017	23 417
D ₁	[1 095 000+]	109 323	-	55 377	53 946
D _{1-RT}		514 457	-	96 996	417 461
D ₃₀₃		16 544	-	-	16 544
D ₃₀₄		63 528	569	60 865	2 095
D ₃₀₅		99 532	-	91 909	7 624
D ₄₀₆		237 222	-	209 436	27 786
D ₄₀₇		591 649	-	404 885	186 764
D ₄₀₈		395 450	-	113 818	281 632
D ₄₀₉		551 620	-	93 377	458 243
D ₄₁₀		543 959	-	-	543 959
D ₅₀₅		107 311	-	-	107 311
D ₅₀₆		80 739	-	51 903	28 836
D ₅₀₇		161 114	-	56 619	104 495
D ₅₀₈		48 991	-	-	48 991
D ₅₀₉		119 706	-	16 790	102 916
D ₅₃₅		44 037	-	-	44 037
D ₅₃₆		64 286	-	54 420	9 866
D ₅₃₇		48 605	-	32 748	15 856
D ₅₃₈		1 459	-	503	957
Total		5 608 586	765 217	2 345 196	2 498 174

26. For each D4 and each D5 customer (disguised as necessary), in MS Excel electronic format, please provide:

a. Maximum day demand;

Réponse :

Le tableau de l'annexe 3 présente la demande quotidienne maximum de l'ensemble des clients analysés au moment de produire l'allocation des coûts 2014. Comme la DQM découle de la donnée contractuelle DHM, elle n'est pas divisée par pour les clients en combinaison tarifaire.

- b. Gaz Métro transmission system footage (in meters) by size of main and type of main (steel/plastic) serving the customer (including joint use main);

Réponse :

Gaz Métro ne possède pas cette information. La desserte de chacun des clients des tarifs D₄ et D₅ (204 clients en tout) se fait à partir d'un réseau interrelié de conduites. La détermination des mètres linéaires de conduites de transmission, d'alimentation et de distribution pouvant être utilisées par un client exige de la part du service d'ingénierie un traitement manuel extrêmement lourd.

Gaz Métro estime que, selon les ressources actuellement disponibles, elle aurait besoin de trois mois pour compiler les informations de l'ensemble des 204 clients.

- c. Supply (alimentation) system footage operated at pressures from 2400 to 4400 kPa, by size and type of main serving the (including joint use main);

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 26.b.

- d. Supply (alimentation) system footage operated at pressures from 1000 kPA up to 2400 kPA, by size and type of main serving the customer (including joint use mains);

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 26.b.

- e. Distribution system footage operated at pressures below 1000 kPA. Please include a rate class identifier with each customer.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 26.b.

27. Reference B-0023, section 5.2.2:

- a. Was the Z factor calculated separately for plastic and steel mains, and separately by pipe diameter? Please explain any negative response.

Réponse :

Oui.

28. Reference B-0023, Graph 1:

- a. Please provide the supporting data for this graph, and any supporting workpapers. Please identify the specific assumptions regarding the length of the mains for which data are reported in this figure.

Réponse :

Le graphique 1 de la pièce B-0023, Gaz Métro-2, Document 1 (version anglaise) a été produit à partir des informations suivantes :

Diamètre tuyau (pouce)	Longueur (m)	Coût matériaux par mètre linéaire (\$)	Coûts d'installation par mètre linéaire (\$)	Coût total par mètre linéaire (\$)	Capacité journalière (m ³ /jour)	Coût unitaire (\$/m ³ /jour)
2	100	6,43	192,05	198,48	14 352	0,0138 \$
4	100	17,56	203,53	221,09	68 352	0,0032 \$
6	100	35,40	210,94	246,34	178 704	0,0014 \$

Les coûts ont été évalués à partir d'un seul projet type, pour lequel le diamètre de tuyau a été modifié. La capacité journalière a été évaluée à partir de la capacité horaire maximale d'une conduite à une pression de 400 kPa.

29. Reference B-0023, Appendix 1, cost deflators for construction costs. The Company proposes to use the Handy-Whitman Index of Gas Utility Construction Costs ("HW Index") in place of its current methodology.

- a. In MS Excel electronic format, please provide annual values for all cost deflators evaluated by the Company, including the current factor (please specify), the HW Index, and any other Canadian and/or US dollar based factor considered.

Réponse :

Gaz Métro utilisait jusqu'à ce jour l'indice des prix à la consommation du Québec publié par Statistique Canada pour la transposition des valeurs capitalisées des conduites principales en termes réels. Conformément à la recommandation du Dr Overcast, Gaz Métro propose d'utiliser l'indice Handy Whitman qui traduit les variations de coûts des conduites d'acier et de plastique du secteur de la distribution du gaz naturel.

**Handy Whitman Index
Cost Trends of Gas Utility Construction
North Atlantic Region (1973 = 100)**

	Distribution Plant		Distribution Plant	
	Mains, Steel	Mains, Plastic	Mains, Steel	Mains, Plastic
1960	53	n/a	Note: Beginning in 2001, HW updated indices twice annually. Column B shows the January 1 values, Column C shows the July 1 values	
1961	55	n/a		
1962	56	68		
1963	58	69		
1964	60	70		
1965	62	71		
1966	65	74		
1967	68	76		
1968	71	78		
1969	76	80		
1970	79	84		
1971	88	92		
1972	97	97		
1973	100	100		
1974	114	112		
1975	126	127		
1976	136	135		
1977	147	144		
1978	160	154		
1979	173	168		
1980	186	187		
1981	205	203		
1982	223	218		
1983	232	227		
1984	243	233		
1985	244	237		
1986	238	241		
1987	245	247		
1988	265	261		
1989	283	280		
1990	290	289		
1991	299	297		
1992	308	302		
1993	317	310		
1994	337	316		
1995	346	322		
1996	349	330		
1997	360	337		
1998	366	344		
1999	377	351		
2000	396	358		
2001	400	405	364	367
2002	408	411	369	376
2003	414	414	376	379
2004	463	482	389	394
2005	595	590	411	421
2006	624	635	433	440
2007	607	611	460	465
2008	630	729	480	486
2009	713	683	514	516
2010	687	713	502	502
2011	760	776	513	519
2012	862	856	536	543
2013	852		542	

- b. Please provide all analysis prepared by the Company or Black & Veatch in support of the recommendation to use the US dollar-based HW Index over all other alternatives evaluated.

Réponse :

Les analyses produites sur ce sujet ont toutes été déposées dans le cadre du présent dossier.

30. Reference B-0023, Table 3:

- a. Please explain what each of the four categories of 60.3 mm diameter plastic mains represents in this table.

Réponse :

Le tableau 3 présente des informations sur quatre conduites principales tirées de la base de données comptables produite à la pièce B-0033, Gaz Métro-2, Document 9 et choisies à titre d'exemple pour démontrer comment le facteur de pondération (longueur relative de chaque conduite) affecte le calcul du coût moyen lorsqu'on en tient compte.

- b. Please explain what causes the wide variation in mains cost per meter for the four categories shown.

Réponse :

Plusieurs facteurs affectent le coût des projets de sorte que le coût linéaire des conduites peut varier grandement d'un projet à un autre. Par exemple, il peut arriver qu'une conduite ait à être installée dans un sol rocailleux ou sous une rivière. Le coût linéaire de cette conduite sera beaucoup plus élevé qu'une extension effectuée dans des circonstances plus faciles. Ce sont les conditions propres aux projets qui expliquent les écarts dans le coût moyen.

31. Reference B-0023, Table 5:

- a. Regarding the steel pipe plant presented in the table, please identify (or estimate) the percentage of the plant (in length) that would be replaced by plastic pipe if it were installed today, for each diameter shown.

Réponse :

Voici les conduites qui pourraient théoriquement être remplacées par du plastique.

Type	Diamètre (mm)	Longueur (m)	Remplacement par du plastique	% remplacé par du plastique
Acier	21,3	11	0	0,0
Acier	26,7	5 092	5 045	99,1
Acier	33,4	28 110	27 970	99,5
Acier	42,2	26 426	24 198	91,6
Acier	48,3	99 494	89 540	90,0
Acier	60,3	324 183	291 750	90,0
Acier	88,9	221 227	76 755	34,7
Acier	114,3	589 539	395 210	67,0
Acier	168,3	820 416	312 919	38,1
Acier	219,1	371 762	191 720	51,6
Acier	273,1	213 394	7 489	3,5
Acier	323,9	131 773	28 535	21,7
Acier	406,4	179 133	10 320	5,8
Acier	508	51 180	0	0,0
Acier	610	18 280	0	0,0
Acier	762	8 104	0	0,0
Total		9 252 757	1 461 452	15,8

Par contre, pour 92 778 mètres linéaires, des plaques de protection devraient être posées, ce qui augmenterait considérablement le coût de mise en terre pour ces remplacements.

- b. For each category of mains shown, please provide the gross book, accumulated depreciation and net book values, unadjusted for cost inflation.

Réponse :

Solde au 30 septembre 2014

Catégories	Description	Valeur historique	Amortissement cumulé	Valeur nette
Z1150	Distribution conduites - Acier	694 097 590,14 \$	(385 173 268,89 \$)	308 924 321,25 \$
Z1151	Distribution conduites - Plastique direct	822 017 347,71 \$	(290 702 681,52 \$)	531 314 666,19 \$
Z1152	Distribution conduites - Plastique inséré	64 109 749,61 \$	(36 880 288,91 \$)	27 229 460,70 \$
Z1153	Distribution conduites - Aluminium	1 128 629,68 \$	(1 128 629,68 \$)	0,00 \$
Z1154	Distribution conduites - Fonte	1 070 187,83 \$	(1 070 187,83 \$)	0,00 \$
Z1155	Distribution Bridage de joints	3 482 797,75 \$	(3 482 797,75 \$)	0,00 \$
Total conduites de distribution		1 585 906 302,72 \$	(718 437 854,58 \$)	867 468 448,14 \$
Z3100	Transmission conduites	288 121 223,70 \$	(274 784 137,09 \$)	13 337 086,61 \$

- c. In MS Excel electronic format, please reconcile the values shown in this table with those reported in Exhibit B-0033. Do the differences result from the data "cleaning" process, differences between accounting and engineering data sets, or both?

Réponse :

Veillez vous référer aux réponses de la question 9 de la demande de renseignements n°1 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

32. Reference Exhibit B-0033:

- a. Is it correct that 46 percent of the footage (in meters) of steel mains in this exhibit were installed in a single year, namely 1979? Please explain any negative response.

Réponse :

Non, l'année 1979 représente la première année de référence. Elle inclut des données pour les acquisitions de conduites survenues en 1979 et pour toutes les acquisitions ayant pu être effectuées dans une année antérieure. Il faut donc conclure que 46 % des conduites en acier ont été installées durant l'année 1979 ou une année antérieure.

33. Reference Exhibit B-0034:

- a. Please identify the various operating pressure levels at which Gaz Métro operates its distribution system, in the "<1000" kPa level shown in this exhibit.

Réponse :

Veillez vous référer au fichier Excel déposé en annexe 6. L'information est tirée de la base de données de l'ingénierie mise à jour le 21 janvier 2015.

- b. For the budget cost allocation year, please provide the number of customers in each rate class and the associated CA maximum day demand who take service at each of the operating pressures shown in your response to part(a), as well as at the other higher operating pressure levels reported in the referenced exhibit.

Réponse :

Gaz Métro ne possède pas cette information.

34. Reference Exhibit B-0023, Section 5.3.5, allocation by connection:

- a. Would a single building with multiple residential customers and multiple meters, with total building load in excess of 36,500 cubic meters per year, be assigned demand-related mains costs under the Company's proposed method? Please explain.

Réponse :

Dans cette circonstance, le bâtiment ne se verrait effectivement pas allouer une composante *capacité* des coûts liés aux conduites, car chaque compteur individuellement consommerait moins de 36 500 m³ annuellement.

35. Reference Exhibit B-0023, pages 52 and 53:

- a. Please provide a copy of Ms. Chown's testimony cited in footnote 50.

Réponse :

Veillez vous référer à l'annexe 7.

- b. Please provide a copy of Mr. Vander Veen's testimony cited in footnote 51.

Réponse :

Veillez vous référer à l'annexe 8.

36. Reference Exhibit B-0023, Table 21:

- a. In MS Excel electronic format, please provide supporting data for the calculations shown in this exhibit, including statistical results. Please segregate mains cost data by diameter and between plastic and steel mains.

Réponse :

Les données sont contenues à l'onglet *tables* du simulateur de l'allocation des coûts de conduites principales dans la pièce B-0041, Gaz Metro-2, Document 12.

37. Reference Exhibit B-0023, Table 23:

- a. In MS Excel electronic format, please provide supporting calculations for the values shown in the table.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse à la question 14 a.

- b. For distribution system and supply planning purposes, does the Company rely on regional or system-wide maximum daily demands? Please explain.

Réponse :

Aux fins de l'approvisionnement gazier, Gaz Métro tient compte de la demande prévue pour l'ensemble de sa clientèle et fait une analyse sur une base globale et non régionale.

38. Reference Exhibit B-0023, Section 6:

- a. Please identify interruptions related to transmission system constraints by date, duration and demand interrupted in each of the past three years.

Réponse :

Veillez vous référer aux réponses des questions 14.4 et 14.5 de la Régie, à la pièce Gaz Métro-3, Document 1.

- b. Please estimate the incremental transmission cost that Gaz Métro would incur if interruptible customers immediately converted to firm service. Please include supporting calculations.

Réponse :

Afin de déterminer si le transfert au continu des clients interruptibles amènerait un coût de transmission supplémentaire, il faut considérer la saturation des différents tronçons du réseau de transmission. Si le tronçon n'est pas saturé et qu'il détient la capacité nécessaire, le transfert pourrait être effectué sans entraîner de coûts.

L'analyse nécessaire pour déterminer les coûts afin de pallier une demande en continu supplémentaire est un processus complexe. Il faut dans un premier temps étudier la demande supplémentaire pour chaque tronçon, évaluer la solution technique qui répondrait à cette demande et en évaluer le coût. Pour un exemple de coût d'investissement nécessaire, veuillez vous référer au dossier Renforcement de réseau, R-3919-2015. Les coûts qui y sont estimés incluent des nouveaux clients ainsi que des transferts de l'interruptible au continu.

39. Reference Exhibit B-0023, Graph 3 (Section 7.5):

- a. Please reconcile the allocation of regulatory, accounting and public affairs costs shown in this figure with the CA-Client allocation factor shown in Exhibit B-0032.

Réponse :

Les résultats finaux de l'allocation de coûts basée sur les données du budget 2013/2014 sont produits aux pièces B-0039, Gaz Métro-2, Document 7 et B-0040, Gaz Métro-2, Document 8. Le tableau 25 de la pièce en référence présente l'effet des changements proposés à l'allocation des dépenses d'exploitation sur la base de données du budget de l'année 2012/2013.

40. Reference Exhibit B-0023, Section 8:

- a. Does Gaz Métro track unaccounted for gas at any level other than the entire system, such as between transmission, supply and distribution systems? If so, please provide the details.

Réponse :

Le coût du gaz perdu est établi sur une base globale seulement. Le taux de gaz perdu à inclure dans les tarifs correspond à la moyenne du taux de gaz perdu réel observé lors des trois derniers exercices. Ce taux est toutefois plafonné à 0,8 %. Veuillez vous référer à la pièce B-0153, Gaz Métro-11, Document 29 du dossier R-3837-2013 pour obtenir une description de l'établissement du taux annuel de gaz perdu dans les dossiers tarifaires. Veuillez aussi vous référer à la section 9.6 de la décision D-2014-077.

- b. Please provide meter accuracy levels by type of meter (as meter types are defined for developing allocation factor FS22).

Réponse :

Une des sources principales de gaz perdu provient du fait que les compteurs et les instruments correcteurs ne peuvent être calibrés au zéro absolu. Gaz Métro a effectué une évaluation extensive de la précision de son parc de compteurs en 2007. Cette étude a permis d'établir que le parc de compteurs fournit une précision de mesurage de grande qualité et que les résultats ne peuvent être améliorés davantage. Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-10, Document 5 du dossier R-3654-2007 pour obtenir plus de détails sur cette question.

- c. To the extent that Gaz Métro has outdoor meters, are the recordings corrected for temperature? Please explain.

Réponse :

Tous les compteurs de Gaz Métro sont programmés pour compenser l'effet de la température. Un facteur de correction est appliqué afin de compenser la lecture du débit obtenue en fonction de sa contraction (si le gaz est plus froid que 15 degrés Celsius) ou de sa dilatation (si le gaz est plus chaud que 15 degrés Celsius).

- d. Please provide Gaz Métro's most recent detailed analysis of the causes for its unaccounted for gas.

Réponse :

Veuillez vous référer à la pièce Gaz Métro-10, Document 5 du dossier R-3654-2007 pour

obtenir une discussion complète sur les causes du gaz perdu.

- e. Please provide a 5-year history of Gaz Métro's unaccounted-for gas rate.

Réponse :

Coût du gaz perdu

Coût du gaz perdu	(\$)	Références
2008/2009		
Transport perdu	1 112 000	
Compression perdue	303 000	
Fourniture perdue	5 821 000	R-3662-2008, GM-9, Doc. 14, page 3
2009/2010		
Transport perdu	856 000	
Compression perdue	225 000	
Fourniture perdue	4 789 000	R-3690-GM-8, Doc. 14, page 3
2009/2011		
Transport perdu	1 256 000	
Compression perdue	181 000	
Fourniture perdue	4 617 000	R-3720-2010, GM-8, Doc. 17, page 3
2011/2012		
Transport perdu	1 445 000	
Compression perdue	118 000	
Fourniture perdue	3 482 000	R-3752-2011, B-0148, GM-8, Doc. 14, page 3
2012/2013		
Transport perdu	1 378 000	
Compression perdue	79 000	
Fourniture perdue	2 648 000	R-3809-2012, B-0333, GM-12, Doc. 9, page 3
2013/2014		
Transport perdu	1 756 000	
Compression perdue	118 000	
Fourniture perdue	4 566 000	R-3837-2013, B-0460, GM-11, Doc. 9, page 3

- f. Please provide the evidence available to Gaz Métro that the unaccounted for gas rate

for a large industrial customer taking service at transmission or supply pressure is the same as that for a small residential or commercial customer.

Réponse :

Gaz Métro ne dispose pas d'analyse concernant le gaz perdu se rapportant aux clients raccordés directement à des conduites de transmission.

41. Reference Exhibit B-0023, section 8.4.3:

- a. Please explain briefly how over-earnings and revenue shortfalls are derived. To what extent, if any, are these amounts related to weather variances?

Réponse :

Les trop-perçus ou les manques à gagner résultent de l'écart entre les prévisions budgétaires et les résultats réels. Comme Gaz Métro normalise les revenus de distribution, il ne devrait pas en résulter d'écart lié à la température.

42. Reference Exhibit B-0023, Section 8.10:

- a. Please explain fully why changing the customer segmentation in the second part of this application has caused the Company to modify its thinking with respect to the allocation of SAP2B project costs from that presented in the discussion paper.

Réponse :

Dans le cadre du document de réflexion produit à la pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 2, Gaz Métro avait fait part de son intention de proposer un changement à l'allocation des dépenses informatiques relatives au projet SAP2B8. Gaz Métro estimait qu'une large part des coûts de ce projet visait les clientèles résidentielles et commerciales des tarifs D₁ et D₃ en particulier et conséquemment, envisageait proposer que la moitié des coûts des développements informatiques pour SAP2B soit allouée à ces catégories tarifaires. Cependant, le fait que la segmentation actuelle de la clientèle fasse l'objet de changements dans le cadre de la phase 2 du présent dossier porte Gaz Métro à revoir sa conclusion. Gaz Métro estime qu'il est préférable, pour l'instant, de maintenir l'approche actuelle pour l'allocation des coûts relatifs à l'ensemble des projets informatiques puisque les clientèles visées par ce projet se retrouveront possiblement regroupées dans de nouvelles segmentations.

- b. Please show the quantitative impact of the alternative allocation methods for SAP2B costs evaluated by Gaz Métro and its consultants on budget costs for 2013-2014.

Réponse :

L'impact sur l'allocation des coûts est présenté dans le tableau suivant. L'effet est marginal. L'approche proposée a l'effet d'allouer une plus grande part des coûts se rapportant au projet SAP2B aux clients des tarifs D₁ et D₃ et de réduire la proportion des coûts allouée aux autres tarifs. Veuillez vous référer au fichier Excel (onglet *Allocation*) de l'annexe 9 pour le détail des calculs.

Allocation des coûts (2013-2014)

Tarif	Palier	Proposée	Proposée (avec nouveau facteur pour SAP2B)
D ₁	[0 - 365]	4,75%	4,75%
D ₁	[365 - 1 095]	6,09%	6,10%
D ₁	[1 095 - 3 650]	21,56%	21,57%
D ₁	[3 650 - 10 950]	11,21%	11,22%
D ₁	[10 950 - 36 500]	12,58%	12,59%
D ₁	[36 500 - 109 500]	11,69%	11,70%
D ₁	[109 500 - 365 000]	5,20%	5,21%
D ₁	[365 000 - 1 095 000]	1,96%	1,96%
D ₁	[1 095 000+]	1,13%	1,13%
D _{1-RT}		5,81%	5,81%
D ₃₀₃		0,23%	0,23%
D ₃₀₄		0,51%	0,51%
D ₃₀₅		0,69%	0,69%
D ₄₀₆		1,77%	1,77%
D ₄₀₇		2,81%	2,80%
D ₄₀₈		2,81%	2,80%
D ₄₀₉		2,19%	2,18%
D ₄₁₀		2,61%	2,60%
D ₅₀₅		1,15%	1,15%
D ₅₀₆		0,47%	0,47%
D ₅₀₇		0,63%	0,63%
D ₅₀₈		0,38%	0,37%
D ₅₀₉		0,49%	0,49%
D ₅₃₅		0,37%	0,36%
D ₅₃₆		0,52%	0,52%

Tarif	Palier	Proposée	Proposée (avec nouveau facteur pour SAP2B)
D537		0,31%	0,31%
D538		0,08%	0,08%

43. Reference Exhibit B-0005, Table 1:

- a. Please indicate whether the reported costs are based on inflation-adjusted or nominal dollars.

Réponse de Black & Veatch :

Current cost dollars are used representing the year the study was conducted.

- b. Please indicate whether the values in the table are based on steel pipes, plastic pipes, or a combination.

Réponse de Black & Veatch :

Plastic pipe which is the most commonly installed distribution main.

- c. Please provide supporting calculations for the carrying capacity of 1 km of pipe at 400 kPa.

Réponse :

Veillez vous référer à l'annexe 10.

Il est à noter que les coûts présentés dans ce tableau correspondent aux coûts moyens de l'ensemble des projets d'extension de réseau pour l'année 2011.

44. Reference Exhibit B-0005, pages 13 to 15, Models 1 to 5:

- a. In MS Excel or other electronic format, please provide the data set used for each model and the statistical results for each of the formulations, including (but not necessarily limited to) R-squared, adjusted R-squared, estimated coefficient standard errors and T-

statistics, and regression F- statistics.

Réponse :

Veillez vous référer à la réponse de la question 6 de la demande de renseignements n° 1 l'expert du ROÉÉ-UC, à la pièce Gaz Métro-3, Document 5.

45. Reference Exhibit B-0023, Appendix 4, allocation of costs related to customers directly attached to the transmission system:

- a. Please identify the number of customers and maximum day demand in each rate class who are attached directly to transmission mains.

Réponse :

Veillez vous référer à la section 5.6 de la pièce B-0006, Gaz Métro-1, Document 2 pour retrouver les informations disponibles concernant les trois clients de Gaz Métro qui sont raccordés directement à une conduite de transmission.

- b. Please explain where the taps and laterals associated with serving those customers are recorded and allocated in the proposed cost allocation methodology.

Réponse :

Ces trois clients ne sont pas regroupés en une catégorie tarifaire puisqu'ils ont des profils de consommation très différents. Deux d'entre eux auraient normalement été raccordés à un réseau de distribution. Pour ceux-ci, le raccordement au réseau de transmission a été déterminé pour des raisons de localisation géographique. Un seul des trois clients raccordés au réseau de transmission a un volume annuel et une pression de service qui requièrent ce type de raccordement.

Le coût des équipements utilisés pour ces clients est alloué de la même façon que les coûts se rapportant à leur catégorie tarifaire respective.

- c. Please provide the specific gross and net plant costs associated with the taps and laterals serving customers attached to the transmission system, by rate class.

Réponse :

Gaz Métro ne dispose pas de cette information.

- d. In Dr. Overcast's response as reported in this appendix, he indicates that, "It may be worthwhile to test my intuition by costing the transmission main at the current size, meter and service that would be the direct cost assuming the customer is the only customer on the line (the original conditions) and calculating the revenue requirement per GJ of contract demand and then comparing that to the allocated cost including distribution mains per GJ of contract demand." To the extent that Gaz Métro has undertaken this analysis, please provide the analysis in MS Excel electronic format with all supporting workpapers.

Réponse :

Gaz Métro n'a pas effectué cette analyse.

ANNEXE 1
EN RÉPONSE AUX QUESTIONS
4.B, 6.B ET 7.B

**(cette pièce est déposée
en format Excel seulement)**

A N N E X E 2

E N R É P O N S E À L A Q U E S T I O N 1 4 . A

**(c e t t e p i è c e e s t d é p o s é e
e n f o r m a t E x c e l s e u l e m e n t)**

ANNEXE 3
EN RÉPONSE AUX QUESTIONS
14.J, 14.K ET 26.A

**(cette pièce est déposée
en format Excel seulement)**

Calcul du fonds de roulement
Étude lead(lag)
pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2015
(000 \$)

No de ligne	<u>DESCRIPTION DES VARIABLES</u>	<u>Dépenses budgétées</u> (1)	<u>(Nombre de jours) ((Lead)/lag)</u> (2)	<u>Net - LAG</u> (3)	<u>Fonds de roulement</u> (4) (1)*(3)/365
1	REVENUS DE GAZ		38,14		
2	COÛT DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE, DE DISTRIBUTION DE FOURNITURE ET DE COMPRESSION EXCLUANT LES REVENUS D'OPTIMISATION (Gaz Métro-19, doc. 2, p. 12, l. 7)	984 302	(37,09)	1,05	2 823
3	COÛT DU SPEDE (Gaz Métro-19, doc. 2, p. 12, l. 8)	60 440	(7,00)	(1)	5 156
4	DÉPENSES D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN (Gaz Métro-21, doc. 15, p. 1)	194 821	(19,12)	19,02	10 151
5	TAXES FONCIÈRES, REDEVANCES À LA RÉGIE (Gaz Métro-21, doc. 24)	26 144	79,46	117,59	8 423
6	FONDS VERT (Gaz Métro-21, doc. 1, l. 9)	6 045	(45,63)	(7,49)	(124)
7	IMPÔT SUR LE REVENU (Gaz Métro-21, doc. 25, p. 1)	32 371	(15,20)	22,94	2 034
8	TAXES (TPS/TVH ET TVQ) (Gaz Métro-19, doc. 2, p. 13)				(2 640)
9	PROVISION POUR MAUVAISES CRÉANCES (Gaz Métro-19, doc. 2, p. 12, l. 29)				(4 106)
10	TOTAL DU FONDS DE ROULEMENT				<u>21 717</u>
11	(1) Référence : Gaz Métro-5, doc. 1, réponse 4.3 (p. 8 à 9)				

Calcul du fonds de roulement
Étude lead (lag)
pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2015
(000 \$)

No de ligne	Description des variables	Dépense budgétée (1)	Revenus d'optimisation et autres (2)	Dépense budgétée (3) (1)+(2)	(LEAD) / LAG net Nbre de jours (4)	Taux (5) (4) / 365 jrs	Fonds de roulement (6) (3) *(5)
1	Coût de la fourniture (1)	442 512		442 512	1,05	0,29%	1 269 F
2	Coût de compression (1)	9 921		9 921	1,05	0,29%	28 C
3	Coût du transport (Gaz Métro-21, Doc. 9, p. 1)	389 453	12	389 464	1,05	0,29%	1 117 T
4	Coût de l'équilibrage Ep (Gaz Métro-21, Doc. 9, p. 2)	40 576		40 576	1,05	0,29%	116 É-p
5	Coût de l'équilibrage Ee (Gaz Métro-21, Doc. 9, p. 2)	78 991		78 991	1,05	0,29%	227 É-e
6	Frais de distribution (Gaz Métro-21, Doc. 9, p. 3)	22 839		22 839	1,05	0,29%	66 D
7		984 291	12	984 302			2 823
8	Coût du SPEDE (1)	60 440		60 440	31,14	8,53%	5 156 S
9	Dépenses d'exploitation (Gaz Métro-21, Doc. 15, p. 1)			194 821	19,02	5,21%	10 151 D
10	Taxes sur le réseau, taxes foncières, redevances (Gaz Métro-21, Doc. 24)			26 144	117,59	32,22%	8 423 D
11	Fonds vert (Gaz Métro-21, Doc. 1, col. 1, l. 9)			6 045	(7,49)	-2,05%	(124) D
12	Impôt sur le revenu non relié au rendement			4 632	22,94	6,28%	291 D
13	Impôt sur le revenu relié au rendement (Gaz Métro-19, Doc. 2, p. 15)			27 739 (2)	22,94	6,28%	25 F
14							1 C
15	(Gaz Métro-21, Doc. 25, p. 1)			32 371			26 T
16							26 É-p
17							34 É-e
18							1 626 D
19							4 S
20							1 743
21	Taxes (TPS/TVH et TVQ) (Gaz Métro-19, Doc. 2, p. 13)						1 251 F
22							39 C
23							143 T
24							(50) É-p
25							(211) É-e
26							(3 339) D
27							(472) S
28							(2 640)
29	Provision pour mauvaises créances						(4 106) D
30	Total du fonds de roulement						21 717
31	Sommaire lead (lag): Total						
32	Fourniture (F)						2 545
33	Compression (C)						68
34	Transport (T)						1 287
35	Équilibrage (É-p)						92
36	Équilibrage (É-e)						49
37	Distribution (D)						12 987
38	SPEDE (S)						4 688
39	Total du fonds de roulement						21 717

(1) Coûts de fourniture, compression et SPEDE (Gaz Métro-21, Doc. 7) ajustés pour inclure les coûts du client GNL.
(2) L'impôt sur le revenu relié au rendement est ventilé au prorata de la base de tarification (Gaz Métro-19, Doc. 2, p. 14)

PROGRAMME DE RABAIS A LA CONSOMMATION (PRC)

EN VIGUEUR AU 1^{ER} JUIN 2014

Société en commandite Gaz Métro

Approuvé par la décision D-2014-077 de la Régie de l'énergie

1 DÉFINITIONS

Dans le Programme de rabais à la consommation (PRC), les mots et abréviations suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous :

Bénéficiaire	Personne à qui le distributeur octroie un PRC.
Distributeur	Gaz Métro
PRC	Programme de rabais à la consommation
Régie	Régie de l'énergie
Client	Une personne physique ou morale, une société ou un organisme ayant conclu un contrat avec le distributeur
Client résidentiel	Personne encourant des dépenses admissibles pour un immeuble unifamilial, un condominium individuel, un duplex ou un triplex
OMA - programme commercial	Engagement contractuel du bénéficiaire à consommer un volume annuel de gaz naturel minimal pour avoir droit au PRC. Le volume annuel de gaz naturel est établi en fonction du volume de consommation du client nécessaire à la rentabilisation, pour Gaz Métro du montant consenti en vertu du PRC

2 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

2.1 Champs d'application

L'objectif du PRC est de favoriser la consommation du gaz naturel par l'implantation d'équipements utilisant ce combustible.

Ces implantations d'équipements doivent s'inscrire à l'intérieur de l'un des deux champs d'application suivants :

2.1.1 L'augmentation des volumes de gaz retirés chez un client existant.

2.1.2 La réalisation d'une nouvelle vente de gaz chez un nouveau client.

2.2 Admissibilité

2.2.1 Le PRC peut être offert à un bénéficiaire qui encourt des dépenses admissibles visées à l'article 2.5.

2.3 Nature et limite du PRC

2.3.1 Le montant versé en vertu du PRC est établi de manière à offrir au bénéficiaire de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, l'implantation de nouveaux équipements utilisant le gaz naturel.

2.3.2 La valeur des mensualités prévues être versées au cours de la période contractuelle est actualisée au taux pondéré du coût en capital prospectif du distributeur, tel qu'approuvé par la Régie et en vigueur au moment où le contrat est signé par le distributeur.

2.3.3 Le montant versé en vertu du PRC en ϕ/m^3 est établi en multipliant la valeur d'une mensualité en dollars (\$) par 12 X 100 et en divisant ce produit par la consommation annuelle minimale à laquelle le client s'est engagé.

2.3.4 Le montant versé en vertu du PRC en ϕ/m^3 ne doit pas être supérieur à 100 % du taux unitaire moyen du tarif de service de distribution convenu avec le client.

2.3.5 Les montants versés en vertu du PRC devront permettre au distributeur d'assurer la rentabilité du raccordement.

- 2.3.6 Le versement en vertu de ce programme s'effectuera sous forme d'un seul paiement ou, sur demande du client, en versements mensuels fixes répartis sur la période contractuelle.
- 2.3.7 Le montant total versé en vertu du PRC ne peut dépasser 100 % des dépenses admissibles.
- 2.3.8 Le distributeur ne peut, par son montant versé en vertu du PRC, être tenu responsable des dettes ou engagements financiers du bénéficiaire.

2.4 Conditions à l'obtention du PRC

- 2.4.1 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.
- 2.4.2 Le bénéficiaire doit respecter son OMA - programme commercial.
- 2.4.3 Si le bénéficiaire ne consomme pas le volume minimal annuel au cours de l'une ou l'autre des périodes de 12 mois convenues au contrat, Gaz Métro arrêtera les versements mensuels et réclamera, s'il y a lieu, une compensation pour les paiements déjà versés au client pour la partie correspondante du montant versé en vertu du PRC.
 - 2.4.3.1 Le montant réclamé sera égal à l'écart entre le volume consommé et le volume minimal annuel pour l'année contractuelle visée, multiplié par le moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.
 - 2.4.3.1.1 Si le bénéficiaire a une OMA tarifaire, le montant facturé pour le volume déficitaire ne peut être inférieur à ce qui serait facturé en vertu de l'OMA tarifaire.
 - 2.4.3.1.2 Si le bénéficiaire n'a pas d'OMA tarifaire, le montant compensatoire obtenu à l'article 2.4.3.1 pour une année ne peut excéder le montant total versé en vertu du PRC divisé par la durée du contrat en années.
- 2.4.4 Dans le cas d'une nouvelle construction visant des clients aux tarifs D₁ ou D₃, en excluant les clients qui utilisent le gaz naturel majoritairement pour des procédés, ainsi que pour l'ensemble des clients résidentiels, le client n'a pas à s'engager contractuellement à

consommer du gaz naturel pour être éligible et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial. Les équipements devront être installés lors de la construction du nouveau bâtiment pour être considérés comme faisant partie de la nouvelle construction.

- 2.4.5 Dans le cas où le bénéficiaire est le promoteur ou le constructeur d'un projet de nouvelle construction visant les clients aux tarifs D₁ ou D₃, en excluant les clients qui utilisent le gaz naturel majoritairement pour des procédés, le bénéficiaire n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible et n'a pas à souscrire une OMA - programme commercial.
- 2.4.6 Nonobstant les articles 2.4.4 et 2.4.5, dans les cas où le client loue ses équipements à gaz :
- 2.4.6.1 Le montant versé en vertu du PRC sera versé en un seul versement seulement si le client ou le locateur s'engage par contrat à ce que l'appareil faisant l'objet du programme PRC soit utilisé pour une période d'au moins cinq ans.
- 2.4.6.2 Dans le cas contraire, le montant versé en vertu du PRC, le sera sous forme de mensualités, tel que prévu à l'article 2.3.2 et 2.3.3.
- 2.4.7 Le PRC n'est disponible qu'une seule fois par adresse pour un même objet.
- 2.4.8 Le montant versé en vertu du PRC le sera après approbation des travaux par le distributeur.
- 2.4.9 Un locataire dans un immeuble peut se prévaloir du PRC s'il fournit au préalable au distributeur l'autorisation écrite du propriétaire dudit immeuble pour effectuer la conversion ou l'installation.
- 2.4.10 Dans le cas d'un client ayant conclu un volume annuel de consommation inférieur à 75 000 m³, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible au PRC et n'a pas à souscrire à une OMA – programme commercial.

2.5 Dépenses admissibles

Pour les fins d'évaluation d'un montant versé en vertu du PRC, le distributeur peut considérer comme admissibles les dépenses suivantes :

- 2.5.1 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'installation de la tuyauterie en aval de la fin du branchement d'immeuble jusqu'aux appareils à gaz naturel, sujet aux limites prescrites par le distributeur.
- 2.5.2 Le coût d'une nouvelle fournaise à gaz naturel et son installation dans le cas d'un système de chauffage à air pulsé.
- 2.5.3 Le coût du brûleur ou des modifications au brûleur ou de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage à eau chaude.
- 2.5.4 Le coût du brûleur de conversion ou de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage de l'air d'appoint.
- 2.5.5 Le coût du chauffe-eau à gaz et son installation.
- 2.5.6 Dans le cas d'un système à emmagasinage pour le chauffage de l'eau courante, uniquement le coût de l'unité de chauffage et de son installation.
- 2.5.7 Dans le cas d'un système à circulation automatique pour le chauffage de l'eau courante, uniquement le coût de l'unité de chauffage et de son installation.
- 2.5.8 Le coût d'un climatiseur ou d'une pompe à chaleur à gaz et de son installation.
- 2.5.9 Le coût de la location d'équipements à gaz énumérés ci-dessus.
- 2.5.10 Le coût des études préliminaires (bilan thermique, étude de faisabilité, étude de rentabilité, etc.) lorsque jugé nécessaire par le distributeur.
- 2.5.11 Le remplacement du contrôle de tire barométrique du tuyau à fumée.
- 2.5.12 Le remplacement du tuyau à fumée lorsque le distributeur le juge nécessaire.

- 2.5.13 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour la modification des réfractaires du foyer de combustion afin de permettre l'installation et le fonctionnement adéquat du brûleur.
- 2.5.14 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'alimentation électrique du brûleur et des contrôles.
- 2.5.15 Le coût du test d'efficacité de combustion.
- 2.5.16 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre se rapportant à l'amenée d'air frais de combustion.
- 2.5.17 Le coût d'enlèvement du réservoir d'huile ainsi que des appareils rendus désuets par la conversion.
- 2.5.18 Le coût relatif à la modification de la cheminée, lorsque nécessaire.
- 2.5.19 Le coût de démarrage, d'ingénierie et de gérance de projet relatif aux dépenses admissibles prévues à l'article 2.5.
- 2.5.20 Le coût de toute amélioration ou addition de contrôle dans la mesure où l'autorisation expresse du distributeur a été préalablement obtenue.
- 2.5.21 Le coût des conduits de distribution de chaleur pour le chauffage.
- 2.5.22 Le coût et l'installation de tout appareil consommant du gaz, non défini à l'article 2.5, mais répondant aux autres conditions du PRC, excluant les appareils périphériques.

2.6 Autres dispositions

Gaz Métro se réserve le droit, sur approbation de la Régie, de modifier en tout temps, sans préavis, les modalités du PRC ou d'y mettre fin.

PROGRAMME DE RETENTION PAR VOIE DE RABAIS A LA CONSOMMATION (PRRC)

EN VIGUEUR AU 1^{ER} JUIN 2014

Société en commandite Gaz Métro

1 DÉFINITIONS

Dans le Programme de rétention par voie de rabais à la consommation (PRRC), les mots et abréviations suivants ont le sens qui leur est donné ci-dessous :

Bénéficiaire	Personne à qui le distributeur octroie un PRRC.
Distributeur	Gaz Métro
PRRC	Programme de rétention par voie de rabais à la consommation
Régie	Régie de l'énergie
Client	Une personne physique ou morale, une société ou un organisme ayant conclu un contrat avec le distributeur.
Client résidentiel	Personne encourant des dépenses admissibles pour un immeuble unifamilial, un condominium individuel, un duplex ou un triplex.
OMA - programme commercial	Engagement contractuel du bénéficiaire à consommer un volume annuel de gaz naturel minimal pour avoir droit au PRRC. Le volume annuel de gaz naturel est établi en fonction du volume de consommation du client nécessaire à la rentabilisation, pour Gaz Métro du montant consenti en vertu du PRRC.

2 DISPOSITIONS GÉNÉRALES

2.1 Champs d'application

L'objectif du PRRC est de maintenir auprès de la clientèle résidentielle et commerciale, industrielle et institutionnelle la fourniture en gaz naturel comme principale source d'énergie.

Les champs d'application du PRRC sont les suivants :

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

2.2 Admissibilité

Le PRRC peut être offert à tout client existant du distributeur qui encourt des dépenses admissibles visées à l'article 2.5.

- 2.2.1 Les remplacements, réparations ou ajustements visés par le programme doivent être approuvés par le distributeur et être définis à l'intérieur des limites admissibles suivantes :
 - 2.2.1.1 Le remplacement d'équipements à gaz pour les appareils âgés de 10 ans et plus.
 - 2.2.1.2 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.
 - 2.2.1.3 Les réparations ou ajustements et cela, peu importe l'âge des équipements.

2.3 Nature et limite du PRRC

- 2.3.1 Le montant versé en vertu du PRRC est établi de manière à offrir au bénéficiaire de rentabiliser, de façon juste et raisonnable, le remplacement ou la réparation d'équipements utilisant présentement le gaz naturel.
- 2.3.2 La valeur des mensualités prévues être versées au cours de la période contractuelle est actualisée au taux pondéré du coût en capital prospectif du distributeur, tel qu'approuvé par la Régie et en vigueur au moment où le contrat est signé par le distributeur.
- 2.3.3 Le montant versé en vertu du PRRC en ¢/m³ est établi en multipliant la valeur d'une mensualité en dollars (\$) par 12 X 100 et en divisant ce produit par la consommation annuelle minimale à laquelle le client s'est engagé.
- 2.3.4 Le montant versé en vertu du PRRC en ¢/m³ ne doit pas être supérieur à 100 % du taux unitaire moyen du tarif de service de distribution convenu avec le client.
- 2.3.5 Les montants versés en vertu du PRRC doivent procurer au distributeur un effet à la hausse sur les tarifs inférieurs à l'effet à la hausse sur les tarifs de la perte éventuelle des volumes de gaz prévus au cours des cinq prochaines années. .
- 2.3.6 Le versement en vertu de ce programme s'effectuera sous forme d'un seul paiement ou, sur demande du client, en versements mensuels fixes répartis sur la période contractuelle.
- 2.3.7 Le montant total versé en vertu du PRRC ne peut dépasser 100 % des dépenses admissibles.
- 2.3.8 Le distributeur ne peut, par son montant versé en vertu du PRRC, être tenu responsable des dettes ou engagements financiers du bénéficiaire.

2.4 Conditions à l'obtention du PRRC

- 2.4.1 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.
- 2.4.2 Le bénéficiaire doit respecter son OMA - programme commercial.

- 2.4.3 Si le bénéficiaire ne consomme pas le volume minimal annuel au cours de l'une ou l'autre des périodes de 12 mois convenues au contrat, Gaz Métro arrêtera les versements mensuels et réclamera, s'il y a lieu, une compensation pour les paiements déjà versés au client pour la partie correspondante du montant versé en vertu du PRRC.
- 2.4.3.1 Le montant réclamé sera égal à l'écart entre le volume consommé et le volume minimal annuel pour l'année contractuelle visée, multiplié par le moindre du prix moyen du tarif de distribution payé au cours des 12 mois de l'année contractuelle ou du prix moyen du tarif de distribution résultant de la facturation du volume déficitaire réparti uniformément sur l'année contractuelle.
- 2.4.3.1.1 Si le bénéficiaire a une OMA tarifaire, le montant facturé pour le volume déficitaire ne peut être inférieur à ce qui serait facturé en vertu de l'OMA tarifaire.
- 2.4.3.1.2 Si le bénéficiaire n'a pas d'OMA tarifaire, le montant compensatoire obtenu à l'article 2.4.3.1 pour une année ne peut excéder le montant total versé en vertu du PRRC divisé par la durée du contrat en années.
- 2.4.4 Dans le cas d'un client résidentiel, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible et n'a pas à souscrire à une OMA - programme commercial.
- 2.4.5 Nonobstant l'article 2.4.4, dans les cas où le client loue ses équipements à gaz :
- 2.4.5.1 Le montant versé en vertu du PRRC sera versé en un seul versement seulement si le client ou le locateur s'engage par contrat à ce que l'appareil faisant l'objet du programme PRRC soit utilisé pour une période d'au moins cinq ans.
- 2.4.5.2 Dans le cas contraire, le montant versé en vertu du PRRC le sera sous forme de mensualités, tel que prévu aux articles 2.3.2 et 2.3.3.
- 2.4.6 Le montant versé en vertu du PRRC le sera après approbation des travaux par le distributeur.
- 2.4.7 Un locataire dans un immeuble peut se prévaloir du PRRC s'il fournit au préalable au distributeur l'autorisation écrite du propriétaire dudit immeuble pour effectuer les travaux.

2.4.8 Dans le cas d'un client ayant conclu un volume annuel de consommation inférieur à 75 000 m³, le client n'a pas à s'engager contractuellement à consommer du gaz naturel pour être éligible au PRRC et n'a pas à souscrire une OMA – programme commercial.

2.5 Dépenses admissibles

Pour les fins d'évaluation d'un montant versé en vertu du PRRC, le distributeur peut considérer comme admissibles les dépenses suivantes :

2.5.1 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'ajustement, la réparation, la modification ou le remplacement de composantes défectueuses dans le but d'améliorer le rendement énergétique des équipements en place.

2.5.2 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour les études effectuées en vue de déterminer la rentabilité pour le client ainsi que la faisabilité de la solution envisagée, lorsque jugée nécessaire par le distributeur.

2.5.3 Le coût d'une nouvelle fournaise à gaz naturel et son installation dans le cas d'un système de chauffage à air pulsé.

2.5.4 Le coût du brûleur ou des modifications au brûleur ou de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage à eau chaude.

2.5.5 Le coût du brûleur et de la bouilloire et son installation dans le cas d'un système de chauffage de l'air d'appoint.

2.5.6 Le coût du chauffe-eau à gaz et son installation.

2.5.7 Dans le cas d'un système à emmagasinage pour le chauffage de l'eau courante, le coût de l'appareil et de son installation.

2.5.8 Dans le cas d'un système à circulation automatique pour le chauffage de l'eau courante, uniquement le coût de l'unité de chauffage et de son installation.

2.5.9 Le coût de la location d'équipements à gaz énumérés ci-dessus.

2.5.10 Le remplacement du contrôle de tire barométrique du tuyau à fumée.

- 2.5.11 Le remplacement du tuyau à fumée lorsque le distributeur le juge nécessaire.
- 2.5.12 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour la modification des réfractaires du foyer de combustion afin de permettre l'installation et le fonctionnement adéquat du brûleur.
- 2.5.13 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre requis pour l'alimentation électrique du brûleur et des contrôles.
- 2.5.14 Le coût du test d'efficacité de combustion.
- 2.5.15 Le coût du matériel et de la main-d'œuvre se rapportant à l'amenée d'air frais de combustion.
- 2.5.16 Le coût relatif à la modification de la cheminée, lorsque nécessaire.
- 2.5.17 Le coût de démarrage, d'ingénierie et de gérance de projet relatif aux dépenses admissibles prévues à l'article 2.5.
- 2.5.18 Le coût de toute amélioration ou addition de contrôle dans la mesure où l'autorisation expresse du distributeur a été préalablement obtenue.
- 2.5.19 Le coût des conduits de distribution de chaleur pour le chauffage.
- 2.5.20 Le coût d'un climatiseur ou d'une pompe à chaleur à gaz et de son installation.
- 2.5.21 Le coût et l'installation de tout appareil consommant du gaz, non défini à l'article 2.5, mais répondant aux autres conditions du PRRC, excluant les appareils périphériques.

2.6 Autres dispositions

Gaz Métro se réserve le droit, sur approbation de la Régie, de modifier en tout temps, sans préavis, les modalités du PRRC ou d'y mettre fin.

A N N E X E 6

E N R É P O N S E À L A Q U E S T I O N 3 3 . A

**(c e t t e p i è c e e s t d é p o s é e
e n f o r m a t E x c e l s e u l e m e n t)**

RÉGIE DU GAZ NATUREL

R-3323-95

**EVIDENCE OF SHARON L. CHOWN
ON BEHALF OF
APPROVISIONNEMENTS-MONTRÉAL AND
NOVAGAS CELARINGHOUSE LIMITED**

Lafleur Brown
1 Place Ville Marie, 37th Floor
Montréal, Québec
H3B 3P4

30 April 1997

1 **QUALIFICATIONS**

2 My name is Sharon L. Chown. I am a Principal and co-founder of Industrial Economics,
3 Incorporated (IEc). My office is located at 2067 Massachusetts Avenue, Cambridge,
4 Massachusetts 02140. I am a regulatory economist, specializing in public utility cost allocation
5 and rate design. Over the past 18 years, I have directed and performed numerous studies
6 pertaining to cost allocation and rate design. I have testified on these issues in rate cases and
7 generic proceedings before Federal, provincial and state commissions, including the Québec
8 Régie du Gaz Naturel, the Ontario Energy Board, the Alberta Energy & Utilities Board and the
9 Manitoba Public Utilities Board. I am a citizen of Canada and a permanent resident of the
10 United States.

11 **INTRODUCTION AND SUMMARY**

12 On behalf of Approvisionnement -- Montréal, NovaGas Clearinghouse Limited and
13 TransCanada Gas Services Limited, I was asked to review the proposed cost allocation
14 submitted by Gaz Métropolitain, inc. (GMi) in Docket No. R-3323-95. (GMi-1, Document 1,
15 15 December 1994) Specifically, I was asked to determine whether GMi's proposed changes
16 to its current cost allocation conform with the principles of sound rate making and
17 appropriately reflect the costs of providing each of its services. This evidence presents the
18 results of my review.

19 Based upon my review, I conclude that the changes in the cost allocation study proposed
20 by GMi do not adequately reflect cost causality and I recommend an alternative allocation
21 method. Below, I summarize my recommendations:

- 1 ● The costs should be allocated in the manner that reflects cost causation. Other
2 (non-cost-causal) goals should not influence the cost allocation study, but, if
3 desired, can be explicitly taken into account when designing rates.
- 4 ● The Régie should not continue to use the current approved CAU method to
5 allocate all demand-related storage and transportation costs in an unbundled
6 environment.
- 7 ● The Régie should reject GMI's proposed use of la théorie des ensembles to
8 allocate storage and transportation costs.
- 9 ● The Régie should use, instead, demand allocators that recognize the different cost
10 causing characteristics of pipeline and storage services, as follows:
- 11 → 100 Percent Load Factor Pipeline Transportation Costs: Total
12 delivered volumes.
- 13 → Pipeline Costs in Excess of 100% LF: Peak day demands in excess
14 of average daily consumption.
- 15 → Storage "Space" Costs: Excess of average winter consumption
16 over average annual consumption.
- 17 → Storage "Deliverability" Costs: Excess of peak day demands over
18 average daily demand.
- 19 ● Interruptible customers should be allocated a share of the demand-related costs
20 associated with pipeline transportation and distribution. Storage costs should be
21 allocated to interruptible customers *only to the extent* that GMI plans to serve
22 these customers from storage.
- 23 ● The Régie should adopt a zero intercept method for classifying the costs of
24 distribution mains.
- 25 ● The Régie should reject GMI's proposed allocation of the cost of the mains by
26 region.

27 In the remainder of my testimony, I explain the reasons for each of my cost allocation
28 recommendations. First, I describe the purpose of a cost allocation study and why it is important

1 that this study reflect cost causality to the maximum extent possible. Second, I discuss the
2 problems inherent in the current CAU allocation method and la théorie des ensembles. Third, I
3 review the appropriate allocator for the demand-related costs for the storage and transportation
4 services provided by the utility. Fourth, I explain the appropriate allocation of these demand-
5 related costs to the interruptible class. Finally, I review the GMi's proposed changes to the
6 classification and allocation of distribution mains.

7 **PURPOSE OF COST ALLOCATION STUDY**

8 As a guide for determining the appropriate rates to be charged each class of customers,
9 most natural gas utilities produce a fully allocated cost of service or cost allocation study. This
10 cost of service study divides the utility's costs of providing service in a given year among the
11 various classes of customers receiving service and, in some instances, among the different
12 services (e.g., gas supply, pipeline transportation, storage and distribution) offered by the utility.
13 The purpose of this cost of service study is to reflect the responsibility of each customer class for
14 the costs incurred by the utility and, if rates are to be unbundled, to identify the costs of
15 providing the individual services offered by the utility. The study also provides guidance on the
16 proper design of the rate structure for each customer class.

17 Analysts generally agree that the main principle underlying a cost allocation study is to
18 reflect the reasons why the costs are incurred -- "cost causality." In my view, cost causality is
19 not only the *major* principle underlying a cost allocation study, it is the *sole* principle. The
20 purpose of the cost allocation study is to provide accurate information on the costs incurred to
21 provide each service. Other non-cost-causal objectives of rate design should not be met by
22 distorting the cost allocation study, but can be considered explicitly when designing rates for
23 each service and customer class.

1 If, for example, the results of a proper cost allocation study indicate that the allocated
2 costs for some customer classes differ significantly from the current revenue contribution of
3 these customer classes, the Régie can choose to allow more variation in rate of returns for each
4 customer class and/or can phase in rate changes over a number of years. It is not appropriate to
5 select poorer measures of cost causation to ameliorate the rate impacts on some customer classes
6 at the cost allocation stage.

7 Another example of non-cost-causal factors can be seen in the past allocation of costs to
8 interruptible customers. Historically, utility boards have divided the benefits -- the lower costs --
9 arising from the interruptible nature of some customers to both the firm customer classes and the
10 interruptible customer classes in the cost allocation process. However, the benefits arise due to
11 the utility's ability to curtail service to its interruptible customers. Therefore, the lower costs are
12 directly caused by the interruptible customers and these benefits should be allocated to these
13 customers. If there is a desire to share the benefits across the different customer classes, this
14 sharing should be implemented at the rate design stage, rather than overstating the costs of
15 serving interruptible customers.

16 The Régie has directed GMi to unbundle its rates and its services within its franchise. In
17 an era of unbundled service offerings, it is particularly critical that the actual costs of providing
18 each of the various services offered by the utility be measured by the cost allocation study.

19 Natural gas utilities provide several services to their customers. First, for some
20 customers, the utility purchases natural gas supplies. Second, the utility provides for the pipeline
21 transportation of these gas supplies and, in some cases, other supplies purchased directly by the
22 utility's customers to the city gate. Third, the utility may store gas purchased during low volume
23 days or months for consumption in higher volume periods. Fourth, the utility distributes gas
24 supplies from the city gate to its customers' premises. Fifth, the utility services its customer
25 accounts by metering their use and billing the customers.

1 When the utility faces competition for some but not all of these services, the temptation is
2 to charge higher rates in the monopoly service where customers have no choice of suppliers and
3 underprice the service where the utility faces competition.¹ As most utilities now face
4 competition for at least some of their services, the avoidance of cross-subsidy between
5 competitive and monopoly services is of increasing concern. To avoid this cross-subsidization, it
6 is important to accurately determine the costs of providing the individual services offered by the
7 utility.

8 I recognize that the cost of service study employed in Québec is based upon embedded
9 costs, rather than marginal or incremental costs. However, when the utility faces competition for
10 some of their services, two economic principles should be considered when designing a cost
11 allocation study. First, the rates for competitive services should exceed the *long-run incremental*
12 *cost* of providing the service. Second, no competitive service should be charged at a rate which
13 exceeds the *stand-alone cost* of providing this service. Below, I briefly explain each of these
14 principles.

15 **Long-Run Incremental Cost**

16 To prevent cross-subsidization of a competitive service, each of the utility's competitive
17 services should be priced at a rate which recovers, at a minimum, the long-run incremental cost
18 of providing the service.²

¹See, for example, Alfred E. Kahn, *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*, 1970, Volume I, page 171.

²See William J. Baumol and J. Gregory Sidak, *Toward Competition in Local Telephony*, MIT Press, 1994, page 62.

1 *"The testing of competitive rates must begin with marginal costs; other things*
2 *being equal, rates equal to incremental cost are compensatory and are not a*
3 *burden on other customers. In the presence of competition, long-run, not short-*
4 *run, marginal costs should set the floor." (Alfred E. Kahn, The Economics of*
5 *Regulation: Principles and Institutions, 1970, Volume I, page 180)*

6 The long-run incremental cost of providing a service is defined as the difference in the firm's
7 total costs with and without the service.³ For example, the long-run incremental costs of GMi's
8 storage services can be defined as those costs -- both fixed and variable-- that would be
9 eliminated if GMi were no longer to provide storage or load balancing services for its customers.
10 All the costs that would be eliminated if GMi did not offer storage services are caused by and
11 hence, should be borne by those customers requiring storage and load balancing services. If a
12 portion of GMi's incremental storage costs are instead recovered in its distribution rates, then
13 customers will not receive the correct price signal and will continue to purchase storage services
14 from GMi even when a competitor can provide comparable services more efficiently.

15 The failure to price competitive services at or above the long-run incremental cost of
16 service, as defined above, will result in the customers of the monopoly services subsidizing the
17 customers of the competitive services. Clearly, if the rate for a service does not cover its long-
18 run incremental cost, the utility's other customers will be better off if the utility does not provide
19 the service. Thus, the cost allocation study should be designed to provide an accurate measure of
20 the long-run incremental costs of all services for which customers have a choice of suppliers.
21 Rates based upon this study will then help ensure that customers make decisions based upon
22 accurate cost information.

³Baumol and Sidak, *Op Cit.*, page 57. Long-run incremental costs include any fixed costs that are incurred to provide only the service in question. Thus, the concept of long-run incremental costs differs from short-run marginal costs in that the latter does not include any fixed costs. "Long-run" implies that the level of these fixed costs is measured after capacity is adjusted to provide the desired level of output.

1 **Stand-Alone Costs**

2 In addition to the concept of incremental costs, there is another useful cost concept to
3 consider when selecting methodologies for a cost of service study -- stand-alone costs. The
4 stand-alone costs of a service are the costs of providing that service on its own.⁴ For example,
5 the stand-alone costs of distribution would be the costs incurred by the utility to provide only
6 distribution services, assuming that the utility provided no other services. Just as incremental
7 costs constitute the floor below which competitive rates should not fall, stand-alone costs
8 constitute the ceiling. No customer should be charged for a service at a rate which exceeds that
9 costs of providing that service alone. If the utility's rates for competitive services exceed stand-
10 alone costs, customers will switch to alternative suppliers when the opportunity presents itself,
11 even when the utility can provide the service more cost-effectively.

12 I evaluated GMi's proposed cost allocation study with these economic concepts in mind.
13 My alternative recommendations for allocating costs are designed to help ensure that rates for
14 competitive services will exceed incremental costs and will be below stand-alone costs.

15 **THE CURRENT CAU METHOD**

16 GMi has pointed out a few shortcomings of its current CAU methodology for the
17 allocation of storage and transportation costs. First, the methodology assumes inherently that
18 all storage and transportation costs are a function of the peak requirements of the system.
19 However, not all of the storage and transportation costs are a direct function of the peak
20 requirements of the system. For example, the available TCPL pipeline capacity is primarily
21 determined by the total annual volume of gas that must be delivered to GMi's territory.

⁴Baumol and Sidak, *Op. Cit.*, page 58.

1 Allocation of pipeline tolls on a peak basis overstates the responsibility of the low load factor
2 residential and commercial customers for these costs.

3 Further, the method assumes that the annual available capacity is 365 times peak day
4 capacity. However, the maximum amount of gas withdrawn from storage on the peak day is
5 clearly not available 365 days of the year.⁵ During the off-peak periods, gas must be placed
6 into storage to provide for the seasonal and on-peak needs. Thus, it is the lower off-peak
7 requirements of some customer classes that allow storage to be utilized effectively. High load
8 factor customers have little need for storage. The current CAU method overstates the
9 responsibility of high load factor industrial customers for these storage costs.

10 Therefore, the method misallocates costs by overstating the responsibility of the low
11 load factor classes for transportation costs and understating the responsibility of these same
12 classes for the storage costs. The opposite pattern occurs for the higher load factor classes --
13 the responsibility for transportation costs is understated and the responsibility for storage costs
14 is overstated. In fact, GMI's current application of the CAU method allocates total storage
15 and transportation costs to some customers that are less than the cost of FT service at 100
16 percent load factor.⁶

17 Given the movement to unbundled rates and services, it is very important to accurately
18 assess the costs of providing storage, separate and apart from the costs of providing
19 transportation. Inaccurate cost information can lead to incorrect price signals and cause
20 customers to make uneconomic choices. For example, if transportation services are
21 underpriced for large industrial customers, but storage services are overpriced, these

⁵GMI-1, Document 1, p. 14.

⁶GMI-1, Document 1, pp. 14-5.

1 customers could choose to purchase transportation from GMi but not storage. I demonstrate
2 this problem with some simple examples later in my evidence.

3 **LA THÉORIE DES ENSEMBLES**

4 GMi proposes to allocate storage and transportation costs based on an alternative
5 method referred to as la théorie des ensembles. In this method, three groups of customers --
6 petit-moyen, grand and interruptible -- are analyzed separately to determine the cost of serving
7 each group.⁷ The cost of serving each pair of customer groups is then computed and, finally,
8 the cost of serving the three groups together is computed. Each group is then allocated a share
9 of costs equal to the cost of serving the group separately plus any share of the diseconomies or
10 economies of serving that group together with the other groups.

11 While the proposed method corrects some of the deficiencies inherent in the current
12 CAU method, it is difficult to apply in practice. First, the proposed method is burdensome
13 and not easily understood. GMi applies the methodology to three groups of customers. It
14 would be difficult, if not impossible, to apply the method to six groups of customers.⁸ It is
15 also impossible for an intervenor to replicate or validate the allocation method as each
16 computation requires the gas planning department at GMi to run its system optimization model
17 to compute the optimal mix of storage and transportation.

⁷This calculation differs from the stand-alone costs I discuss above. GMi calculates the costs of providing stand-alone service on an embedded cost basis. Stand-alone costs in economic theory are calculated on an incremental cost basis.

⁸Applying it to six groups of customers would require GMi to compute the cost of serving each group (6), each pair (15 combinations), each trio (20 combinations), each quartet (15 combinations), each quintet (6 combinations) and the six groups all together (1). Thus, applying the methodology to six groups of customers would require GMi to calculate the cost of serving 63 combinations of customer groups.

1 Second, the method initially ignores some of the actual contractual constraints under
 2 which GMi operates and computes the costs of a more optimal mix of pipeline capacity and
 3 storage. Hence, the method does not allocate the *actual* costs incurred by GMi. For example,
 4 the LNG facility is used at 100 percent of its capacity by both the petit-moyen and the grand
 5 customer groups. Thus, the LNG facility is used at 200 percent of its available capacity.
 6 Clearly, in reality, this cannot occur.

7 The divergent mix of storage and transportation costs can be seen by adding together
 8 the costs computed for each customer group separately and comparing these costs to the actual
 9 total costs of the system.

Table 1 Total Storage and Transportation Costs by Customer Group Compared to Actual Storage and Transportation Costs (000 000 \$)			
Scénario	Transport	Entreposage	Transport et Entreposage
PMD	92.1	46.1	138.2
GD	80.2	8.0	88.2
I	44.4	11.9	56.3
TOTAL	216.7	66.0	282.6
ACTUAL	224.8	51.9	276.7

20 When the costs of each customer group are computed separately, two of the customer groups
 21 (PMD and GD) fully utilize low-cost storage in place of incurring additional transportation
 22 costs. Thus, the storage costs are higher for the sum of the three groups compared to the
 23 actual storage costs incurred. Conversely, transportation costs are lower for the sum of the
 24 three groups compared to actual transportation costs.

1 GMi attempts to "correct" this problem by allocating the difference between the actual
2 costs and the computed costs -- the economies or diseconomies -- to each customer group. For
3 example, as the table above shows, actual transportation costs total \$224.8 million rather than
4 the transportation costs of \$216.7 million computed by summing the costs of serving each
5 customer group separately. Thus, actual transportation costs are \$8.1 million more than the
6 transportation costs of the more "optimally" configured stand-alone systems. To reconcile the
7 above allocated costs with the actual costs of transportation incurred, GMi allocates a portion
8 of the \$8.1 million difference to each of the three customer groups. However, there is no
9 economic justification for GMi's allocation. Different, equally valid, allocations would
10 produce different storage and transportation costs for the three groups.

11 Third, adoption of this methodology would make it difficult to construct unbundled
12 storage and transportation rates for GMi's customers. As stated above, the method does not
13 allocate the actual storage and transportation costs incurred by GMi to serve each customer
14 class. GMi must make arbitrary assumptions regarding the allocation of the "economies" or
15 "diseconomies" that result when the system is operated as an integrated whole to arrive at the
16 storage and transportation costs by customer class. The further disaggregation that is
17 necessary to design unbundled rates -- for example, segregating LNG storage costs from the
18 cost of Union's storage services -- will require additional arbitrary assumptions. As the
19 purpose of a cost allocation study is to compute the underlying cost responsibility of each class
20 in order to *determine rates*, this methodology will not prove useful when deriving unbundled
21 rates.

22 To provide the additional detail to compute unbundled rates, GMi applies a single
23 allocation factor derived from la théorie des ensembles to both storage and transportation
24 costs. (GMi-1, Document 6, pp. 28-29) As discussed above and as illustrated in more detail
25 later in this testimony, the use of a single factor to allocate both storage and transportation
26 costs ignores the fact that different factors give rise to these costs. Different mixes of storage

1 and transportation are needed to serve low load factor customers compared to high load factor
2 customers.⁹ Thus, even if la théorie des ensembles allocated the appropriate amount of total
3 costs to each customer class, GMi's application of this method to derive unbundled costs fails
4 to allocate the proper mix of storage and transportation costs.

5 Finally, it is difficult in concept to calculate "stand-alone" costs for interruptible
6 customers. Since the whole purpose of having interruptible customers is to enable the utility
7 to serve its firm customers at lower cost, how can one calculate the costs of serving only the
8 interruptible customers? By necessity, the stand-alone costs of serving *interruptible* customers
9 are defined as the costs of serving the curtailed level of demand on a *firm* basis. The benefits
10 arising from the reduced costs of serving the firm customers together with the interruptible
11 customers are then defined as the "economies" existing between the customer groups and are
12 arbitrarily divided between the firm and interruptible customer classes. This division ignores
13 the fact that it is the interruptible customers that give rise to these economies.

14 Thus, although la théorie des ensembles corrects a major problem with the CAU
15 method -- the assumption that both storage and transportation costs are a direct function of
16 peak requirements -- it is burdensome to apply and requires considerable subjective judgement
17 regarding the allocation of the economies or diseconomies of scale to arrive at unbundled
18 rates. The method also does not allocate the correct mix of storage and transportation costs to

⁹The differences in the mix of storage and transportation capacity needed to serve high load factor and low load factor customer classes can be seen in Table 1. According to GMi's system optimization model, GMi would incur storage costs of \$47.1 million and transportation costs of \$91.0 million to serve the "petit-moyen" customers on a stand-alone basis, for a total cost of \$138.1 million. Thus, storage costs amount to over one-third of the costs to serve these customers. In contrast, GMi incurs storage costs equal to \$8.9 million and transportation costs of \$79.3 million to serve the "grand" customers, for a total cost of \$88.2 million. So storage amounts to only 10 percent of the total storage and transportation costs for the higher load factor customers.

1 each customer class. Finally, the method overstates the responsibility of the interruptible
2 customers for the costs incurred.

3 **PROPER ALLOCATION OF DEMAND-RELATED**
4 **STORAGE AND TRANSPORTATION COSTS**

5 In this section of my evidence, I first review the different cost causality underlying
6 storage and pipeline transportation costs through some simple examples. As discussed above,
7 GMI's current cost allocation method allocates both demand-related pipeline transportation costs
8 and storage costs using a single allocator. However, storage and pipeline transportation are used
9 in fundamentally different manners and serve fundamentally different purposes. Pipeline
10 transportation is needed to move gas from the producing area to the franchise. Storage is used to
11 shift supplies from one time period to another to better match the demand requirements in the
12 franchise. The optimal mix of storage and pipeline transportation will depend upon the relative
13 costs of the two services and the demand characteristics of the utility's load, as well as the
14 distance of the franchise from the supplies of natural gas.

15 Consider a simple example. Assume a utility has a single customer class consuming 50
16 units of gas in each of two periods within a fiscal year. To serve this customer class, the utility
17 will require 50 units of pipeline transportation capacity each period. Assume the annual cost of
18 pipeline transportation capacity is \$100 per unit of contract demand. The utility will incur costs
19 of \$5,000 to provide pipeline service for this class of customers. Because the demands are
20 uniform between the two periods, all customers can be supplied directly from pipeline supplies.
21 Hence, the utility will need no storage and will incur no storage costs. In this example, the
22 \$5,000 of pipeline transportation costs represents both the incremental costs of service and the
23 stand-alone costs since this is the only service being provided. All of these costs would be borne
24 by this customer class.

1 incremental costs for serving a customer class, this customer class will fail to cover its
2 incremental costs. Thus, in this example, use of the peak allocator for both storage and pipeline
3 transportation costs results in Class B (the low load factor class) subsidizing Class A (the high
4 load factor class).

5
6 Because the peak allocator fails to reflect the influence of total volumes on pipeline
7 requirements, many analysts recommend a "peak and average" allocator. However, as
8 demonstrated below, a "peak and average" allocator also fails to reflect cost causality.

9
10 Let us consider the allocation of these storage and transportation costs to the two
11 customer classes in our simple example using the peak and average allocator.¹¹

12
13
14
15

	Peak Use	Average Use	Allocation Factor	Total Cost
Class A	50	50	44.4%	\$5,772
Class B	100	50	55.6%	\$7,228

16
17

18 As shown in the above table, the costs allocated to Class A (\$5,772) are greater than the
19 \$5,000 previously allocated to this customer class, even though no change has occurred in the
20 service provided this class. Class A has not *caused* any increase in costs, yet the "peak and
21 average" cost allocation method results in allocating additional costs to this class. The total costs

¹¹The peak and average allocator is calculated using the following formula:

$$\%PEAK\ USE \times (1 - LOAD\ FACTOR) + \%AVERAGE\ USE \times LOAD\ FACTOR$$

where LOAD FACTOR equals total average use divided by peak use (66.67 percent in this example).

1 allocated to Class A exceed the stand-alone costs of providing the service. If Class A were
2 served on a stand-alone basis, the utility would need only 50 units of pipeline transportation at a
3 cost of \$5,000 and no storage capability. Hence, Class A will be cross-subsidizing Class B
4 when the "peak and average" allocator is used.

5 In addition to failing to reflect cost causality in total, the use of the peak and average
6 allocator will produce perverse incentives when rates are unbundled. In the above example,
7 Class A is allocated 44.4 percent of *both* the pipeline and the storage costs since a single "peak
8 and average" allocator is used for both costs. Thus, the rates for Class A would be established to
9 recover \$4,440 of pipeline costs (44.4 percent of the total \$10,000 of pipeline costs) and \$1,332
10 of storage costs (44.4 percent of \$3,000 of storage costs). When rates are unbundled and Class A
11 can choose the services it wishes to purchase, these customers will continue to purchase pipeline
12 services from the utility since these pipeline services will be priced at rates below the
13 incremental cost of serving Class A.¹² Thus, when unbundled rates are adopted, the utility's
14 pipeline transportation service for Class A will be cross-subsidized by Class B.¹³ Class A will
15 forgo purchasing storage services from the utility since it does not need these services.

16 As illustrated above, neither a single peak and average allocator nor a peak allocator
17 reflects cost causality. The simple reason for this is that pipeline transportation costs and storage
18 costs are incurred for fundamentally different reasons. For this reason, a single allocator is not
19 appropriate for both functions; the demand-related costs associated with these functions should
20 be allocated in different manners.

¹²The incremental pipeline costs of serving Class A are the costs of the 50 units of pipeline capacity needed to provide gas supplies to this customer class, or \$5,000. However, the unbundled rate for pipeline transportation for Class A will recover only \$4,440 of pipeline costs.

¹³This problem is not just a theoretical one. Consumers' Gas Company Limited in Ontario uses a peak and average allocation method for pipeline costs. As a result of this method, a 100 percent load factor firm customer can purchase pipeline transportation from Consumers' Gas at less than the cost of TCPL service at 100 percent load factor.

1 In this example, the utility contracts for sufficient pipeline capacity to transport gas to its
 2 territory at 100 percent load factor and contracts for sufficient storage capacity to match these
 3 supplies with the uneven demand pattern. If peak demand increases with no increase in total
 4 demand, additional storage will be required to once again match supplies to the demands for the
 5 two periods, but no additional pipeline capacity will be needed. Conversely, if total demand
 6 increases evenly over both periods, additional pipeline capacity will be needed but no additional
 7 storage capacity will be required. Therefore, in this example, pipeline transportation is a
 8 function of total volumes; while storage capacity is a function of the excess of the peak period
 9 demands over the average demands. Allocation of the costs in this manner will reflect cost
 10 causality, as shown below.

11

12 **Table 4**

13 **Allocation of Pipeline Transportation Costs Based Upon Average Use**

14 **and Storage Costs Based Upon Excess Use**

15 **Pipeline Costs: (Allocated Based Upon Average Use)**

	Peak Use	Average Use	Allocation Factor	Total Cost
Class A	50	50	50%	\$5,000
Class B	100	50	50%	\$5,000

18 **Storage Costs: (Allocated Based Upon Excess Use)**

	Peak	Average	Excess	Allocation Factor	Total Cost
Class A	50	50	0	0%	\$0
Class B	100	50	50	100%	\$3,000

21 **Total Pipeline and Storage Costs:**

Class A	\$5,000
Class B	\$8,000

22

23

1 In the above example, Class A is allocated \$5,000 of pipeline costs and no storage costs.
2 This allocation equals the original allocation of costs to this customer class. This cost allocation
3 is appropriate since the consumption of this customer class has remained unchanged from the
4 initial example and clearly, no storage costs are needed to serve a 100 percent load factor
5 customer. The pipeline costs allocated to this customer class represent the actual pipeline
6 capacity needed to transport the gas supplies to the franchise area at 100 percent load factor and
7 are equal to both the incremental costs and the stand-alone costs of serving this customer class.

8 Class B is allocated \$5,000 of pipeline costs and all of the storage costs, for a total cost of
9 \$8,000. This allocation reflects the fact that an equal amount of pipeline capacity is used to serve
10 each customer class and that it is the demand characteristics of Class B only that give rise to the
11 need for storage.

12 The utility must contract for sufficient capacity on the pipeline to transport the annual
13 volumes from suppliers to its franchise area. If, as shown in the example above, the utility has
14 unlimited low-cost storage available, it would operate at 100 percent load factor on the pipeline
15 and use storage to meet its customers' peak and seasonal requirements. In that case, the
16 underlying factor that would determine the amount of pipeline costs would be annual volumes
17 only. Any difference between peak and annual volumes would be served through storage.
18 Hence, these simple examples serve to illustrate the basic concept that storage and transportation
19 costs are not caused by the same factors.

20 However, in fiscal year 1993-94 GMi did not take its gas at 100 percent load factor from
21 TCPL.¹⁴ Hence, while annual volume was a significant factor in determining the amount of

¹⁴It is my understanding that, subsequent to 1993-94, GMi has taken gas at 100 percent load factor on TCPL. Hence, in subsequent years, an allocation of all TCPL FT costs based upon annual volumes will be appropriate.

1 TCPL capacity needed, it was not the only factor for 1993-94. Therefore, it cannot be argued
2 that *all* pipeline costs were driven by the total gas consumption on GMi's system for 1993-94.

3 Nevertheless, GMi did contract for significant amounts of storage space that allowed
4 GMi to partially level its gas supplies on the pipeline and take gas supplies at a load factor of
5 approximately 95 percent on TCPL. Therefore, GMi did not contract for pipeline capacity equal
6 to its peak day requirements. Hence, pipeline costs were not totally a function of the peak
7 demands on the system. Instead, pipeline capacity was a function of both the total volumes of
8 GMi's customers and their seasonal patterns. Let us re-examine the example to see how to deal
9 with this intermediate circumstance.

10 Assume that inadequate amounts of low cost storage exist to completely level the
11 supplies between the two periods. Assume, for example, that only 40 units of storage exist at a
12 cost of \$60 per unit, for a total cost of \$2,400. In this example, pipeline capacity must then be
13 adequate to meet the peak demand of 150 units less the 40 units of storage capacity, or 110 units
14 at a cost of \$11,000. The load factor on the pipeline will be 91 percent (100 units of average
15 demand divided by 110 units of peak demand). Pipeline costs and storage costs will total
16 \$13,400. How can these costs be allocated in this example to appropriately reflect cost
17 causality?

18 As discussed above, the minimum costs incurred to move gas supplies to the franchise
19 area will be the 100 percent load factor pipeline costs of \$10,000. Thus, regardless of the
20 demand pattern of the utility's customers, the total volumes of gas to be supplied will cause the
21 utility to incur pipeline costs equal to the 100 percent load factor costs. In addition, supplies
22 must be adequate to meet the differential demands of the peak period over the average use.
23 Hence, all storage costs and any pipeline costs in excess of the 100 percent load factor costs are
24 incurred to provide for the excess of the customers' peak period demands over average use.
25 Thus, the costs in this example can be allocated in the following manner. First, the 100 percent

1 load factor pipeline costs are allocated based upon average demands or total volumes. Second,
 2 any pipeline costs in excess of this amount and all storage costs are allocated based upon the
 3 excess demand during the peak period over the average demand. The allocation will be, as
 4 follows:

Table 5 Allocation of Storage and Pipeline Transportation Costs Based upon Average and Excess Demands					
100% Load Factor Pipeline Costs: (Allocated Based Upon Average Use)					
	Peak Use	Average Use	Allocation Factor	Total Cost	
Class A	50	50	50%	\$5,000	
Class B	100	50	50%	\$5,000	
Excess Pipeline Costs: (Allocated Based Upon Excess Use)					
	Peak	Average	Excess	Allocation Factor	Total Cost
Class A	50	50	0	0%	\$0
Class B	100	50	50	100%	\$1,000
Storage Costs: (Allocated Based Upon Excess Use)					
	Peak	Average	Excess	Allocation Factor	Total Cost
Class A	50	50	0	0%	\$0
Class B	100	50	50	100%	\$2,400
Total Pipeline and Storage Costs:					
Class A					\$5,000
Class B					\$8,400

1 In the above example, Class A pays for the services actually received (pipeline
2 transportation at 100 percent load factor). Class B pays for the transportation of its total gas
3 volumes at 100 percent load factor and appropriately pays for the excess pipeline costs and the
4 storage costs incurred to provide the additional services required by this class during the peak
5 period. As this method appropriately reflects cost causality, I recommend that the Board adopt
6 this method of allocating pipeline and storage costs to GMI's customer classes.

7 Storage costs are incurred to provide for the higher winter consumption of GMI's
8 customers, as well as to provide sufficient supplies for the peak days. To properly allocate
9 storage costs, it is useful to distinguish between storage "space" costs -- those costs incurred to
10 store gas in the summer months for use during the winter period -- and storage "deliverability"
11 costs -- those costs incurred to meet demand on a small number of peak days. Storage "space"
12 costs can then be allocated based upon the excess of the average winter day demands over the
13 average annual demands; while storage "deliverability" costs can be allocated based upon the
14 excess of design day peak over the annual average. For this analysis, I have classified the LNG
15 costs, the Pointe du Lac costs and 50% of the TCPL STS costs as "deliverability" related; I have
16 classified all other storage costs as "space" related.^{15,16} This division results in approximately 40

¹⁵The rate base associated with the LNG facility should be allocated to customer classes in the same manner as deliverability storage costs.

¹⁶The LNG facility supplies gas to serve customers on 7 to 8 peak days during the winter period. Similarly, it is my understanding that gas from the Pointe du Lac storage facility can be withdrawn at a relatively high rate to serve peak days. Hence, these costs are clearly deliverability-related. In contrast, gas is withdrawn from Union's storage at a reasonably even rate over the entire winter period. Therefore, these costs are space-related. STS costs are incurred to serve firm customers over a narrower period during the winter months and, hence, for the purposes of this analysis, I have classified these costs as 50% space and 50% deliverability. All remaining storage costs are classified as space related. The precise division of storage costs into deliverability and space will vary from year to year depending upon the planned use of the available storage facilities and other seasonal services and the planned level of curtailments.

1 percent of demand-related storage costs being classified as deliverability, with the remaining 60
2 percent classified as space costs.

3 **PROPER TREATMENT OF INTERRUPTIBLE CUSTOMERS**

4 GMI relies on its ability to curtail service to its interruptible customers to meet the loads
5 of its firm customers on peak days and, in recent years, over the winter season. The ability to
6 curtail service to these customers allows GMI to contract for less storage capacity and seasonal
7 transportation service. Hence, the costs to serve the firm customers is reduced. These costs
8 savings arise as a direct result of the curtailable nature of the interruptible customers' loads and
9 are properly allocated to the interruptible customers.

10 Under my proposed methodology, interruptible customers are first allocated pipeline
11 costs equal to the 100 percent load factor costs. My method recognizes that the need to bring gas
12 supplies into the franchise for interruptible customers requires GMI to contract for more TCPL
13 capacity than it would otherwise need to serve firm customers only.¹⁷ However, on peak days,
14 interruptible customers can be curtailed and this pipeline capacity can be used to supply other
15 customers. The credit to interruptible customers on any "excess" pipeline costs recognizes this
16 benefit.

17 The main benefit to the system from the existence of the interruptible customers is the
18 ability to contract for less storage than would otherwise be necessary to serve the firm customers.
19 Each year GMI curtails interruptible customers on peak days. Therefore, these customers impose

¹⁷This extra capacity can be seen by comparing the pipeline requirements for the PMD+GD+I customer group and the pipeline requirements for the firm customers only (PMD+GD) in GMI's la théorie des ensembles analyses. To serve all customers, GMI requires 573.5 mmcp of TCPL capacity (GMI-5, Document 4.1, page 4). To serve firm customers only, GMI reduces its TCPL capacity to 512.4 mmcp (GMI-5, Document 4.1, page 8).

1 no "deliverability" storage costs upon the utility. In fact, the curtailment of interruptible
2 customers on the peak days serves as a substitute for additional deliverability capacity. As such,
3 under my recommended method of cost allocation, the interruptible customers receive a credit
4 equal to the additional storage deliverability costs that would be needed to serve firm customers
5 in the absence of the ability to curtail the interruptible load.

6 In addition, a portion of the winter volumes of the interruptible customers are served only
7 when there is incremental transportation capacity available and any excess costs of this
8 incremental transportation capacity are borne directly by the interruptible customers.¹⁸ In the
9 cost allocation study, the incremental transportation costs incurred to serve interruptible
10 customers to avoid curtailment are directly assigned to these customers. I then adjust the winter
11 volumes of the interruptible customers to remove the amount of these incremental volumes
12 before allocating the remaining transportation and storage costs.¹⁹ After this adjustment, it is
13 clear that GMi need not contract for any storage space to serve interruptible customers.²⁰ In fact,
14 the ability to curtail interruptible customers or to make these customers pay incremental
15 transportation costs during the winter months to avoid additional curtailment, reduces the storage

¹⁸In some cases, interruptible customers choose to deliver additional supplies to the franchise area using their own or a broker's capacity to avoid curtailment. In these cases, the customers receive a "credit" for the transportation costs of these supplies equal to GMi's cost of transporting equivalent supplies.

¹⁹As stated, the cost of the incremental transportation capacity incurred to avoid curtailment is allocated directly to these customers in my cost allocation. If these volumes are not removed from the total volumes used to allocate the remaining pipeline costs, then the interruptible customers will be charged twice in the cost allocation study to transport the same volumes. These volumes must also be removed from the winter volumes used to compute the allocation factor for storage costs to avoid charging interruptible customers for storage space that is not required to serve these customers.

²⁰After removing the incremental volumes from the interruptible customers' winter volumes, the average daily winter consumption of the interruptible customers is less than their average daily consumption during the remaining months.

1 space needed to supply the firm customers. Hence, in my cost allocation method, the
2 interruptible customers receive a credit equal to the additional storage space costs that would be
3 needed to serve firm customers in the absence of the ability to curtail the interruptible load.

4 While regulators often accept the fact that interruptible customers bear no responsibility
5 for storage costs, they sometimes find it hard to accept that these customers should get a credit
6 for avoided storage costs. A simple example may help clarify why a credit is appropriate.

7 Let us return to the example shown in Table 4 above. In this example, Class A consumed
8 50 units of gas in both the peak and off-peak periods; while Class B consumed 100 units of gas
9 in the peak period and 0 units in the off-peak period. Now assume that Class A agrees to curtail
10 its load during the peak period by 10 units. Thus, Class A will consume only 40 units in the peak
11 period. Total consumption over the two periods will now be 190 units.

12
13

	Peak Use	Off-Peak Use	Total Use
Class A	40	50	90
Class B	100	0	100
Total	140	50	190

14
15
16

17
18 To serve this demand, the utility will need to contract for 95 units of pipeline capacity at
19 a cost of \$9,500 and 45 units of storage capacity at a cost of \$2,700 for a total of \$12,200. Using
20 my recommended methodology, these costs would be allocated, as follows:
21

Table 7 Allocation of Pipeline Transportation Costs Based Upon Average Use and Storage Costs Based Upon Excess Use					
100% LF Pipeline Costs: (Allocated Based Upon Average Use)					
	Peak Use	Average Use	Allocation Factor	Total Cost	
Class A	50	45	47.37%	\$4,500	
Class B	100	50	52.63%	\$5,000	
Storage Costs: (Allocated Based Upon Excess Use)					
	Peak	Average	Excess	Allocation Factor	Total Cost
Class A	40	45	-5	-11.11%	(\$300)
Class B	100	50	50	111.11%	\$3,000
Total Pipeline and Storage Costs:					
Class A					\$4,200
Class B					\$8,000

In the above example, Class B is allocated precisely the same costs as they are allocated in Table 4. There has been no change in the demand levels or patterns of this class and it is appropriate that they be allocated the same costs. These costs represent the stand-alone costs of serving this class.

Class A is allocated less costs due to (1) the reduced demand levels of this class resulting in less pipeline capacity needed to transport their volumes to the franchise area and (2) a credit that recognizes the storage costs avoided by agreeing to curtail their demands in the peak period. This credit allocates the benefits arising from the existence of the interruptible customers directly

1 to these customers. However, it does not allow the interruptible customers to avoid the
2 responsibility for the actual pipeline costs incurred on their behalf. In my view, my
3 recommended method properly recognizes the benefits of the interruptible customers in their
4 allocated costs.

5 **COST ALLOCATION RESULTS**

6 The table below presents the results of allocating demand-related transportation costs
7 using my recommended method, compared to the current approved CAU method and GMi's
8 proposed la théorie des ensembles.²¹

9

10 **Table 8**

11 **Allocation of Demand-Related Transportation Costs**

12 **Recommended Method vs. CAU and La Théorie des Ensembles**

13 Customer Class	Recommended Method	CAU Method	La Théorie des Ensembles
14 Commercial	49,888	72,035	54,751
15 Residential	21,934	29,363	23,665
16 Rate 3	12,801	11,782	12,444
17 Rate 4	66,232	48,552	59,443
18 Rate 5	31,593	20,809	32,174
19 Rate 6	265	172	237
20 Total	182,713	182,713	182,713

²¹The detailed calculations for my recommended method can be found in Schedule A attached to my evidence.

1 As shown in the above table, using my recommended method, the costs allocated to
 2 low load factor classes are less than the costs allocated using either the CAU method or la
 3 théorie des ensembles. The higher costs under the CAU method are due to the reliance on a
 4 peak allocator which unduly penalizes the low load factor classes in the allocation of
 5 transportation costs. The costs allocated to the higher load factor firm customer classes are
 6 higher under my recommended method since my method recognizes that the amount of TCPL
 7 capacity is determined primarily by the annual loads on the system. My method ensures that
 8 firm customer classes are not allocated transportation costs less than the TCPL 100% load
 9 factor costs.

10 The following table provides the allocation of demand-related storage costs using my
 11 recommended method, compared to the CAU method and la théorie des ensembles.

12
 13
 14

Table 9 Allocation of Demand-Related Storage Costs Recommended Method vs. CAU and La Théorie des Ensembles			
Customer Class	Recommended Method	CAU Method	La Théorie des Ensembles
Commercial	33,884	20,109	15,284
Residential	14,297	8,197	6,605
Rate 3	3,173	3,290	3,474
Rate 4	7,486	13,544	16,584
Rate 5	(7,670)	5,807	8,980
Rate 6	(177)	48	66
Total	50,994	50,994	50,994

15
 16
 17
 18
 19
 20
 21
 22

1 As shown above, higher storage costs are allocated to low load factor classes using my
 2 recommended method. My method recognizes that it is the seasonal patterns of the low load
 3 factor classes that give rise to the need for storage. Interruptible customers are curtailed on
 4 the peak days during the winter period and are required to pay incremental transportation costs
 5 for a portion of their winter volumes to avoid curtailment. As a result of the ability to curtail
 6 these customers, the storage capacity needed to serve the firm customer classes is reduced. As
 7 such, under my recommended method of cost allocation, the interruptible customers receive a
 8 credit equal to the additional storage costs that would be incurred to serve the firm customers
 9 in the absence of the utility's ability to curtail these customers.²²

10 The table below presents the allocation of total storage and transportation costs to
 11 customers classes.

12
13
14

Table 10 Allocation of Storage and Transportation Costs Recommended Method vs. CAU and La Théorie des Ensembles			
Customer Class	Recommended Method	CAU Method	La Théorie des Ensembles
Commercial	94,123	102,461	84,602
Residential	40,919	42,232	36,602
Rate 3	18,897	17,983	19,203
Rate 4	89,514	77,841	91,838
Rate 5	38,783	41,587	49,783
Rate 6	157	289	365
Total	282,392	282,392	282,392

15
16

²²Seasonal customers served under Tariff 6 also receive storage credits.

1 For most customer classes, my recommended method produces results that lie between
2 the CAU method and la théorie des ensembles. The exception is the interruptible class.
3 Interruptible customers are allocated lower costs under my recommended method. The reason
4 for this is that I appropriately allocate all the benefits arising from the interruptible nature to
5 this class so that the Régie will have an accurate assessment of the *actual* costs of serving each
6 customer class. As discussed above, any decision to share the benefits arising from the
7 interruptible nature of these customers should be done explicitly at the rate setting stage, rather
8 than overstating the costs of serving the interruptible customers at the cost allocation stage.

9 DISTRIBUTION MAINS

10 GMi proposes two changes to the classification and allocation of distribution mains.
11 First, GMi proposes to adopt a zero diameter intercept method to classify the costs of its mains
12 into customer and demand components. Second, GMi proposes to allocate the cost of the
13 mains by region. While I do not object to the first modification, the second proposed change
14 is inappropriate.²³

15 The primary reason why GMi proposes to allocate costs by region is to reduce the
16 responsibility of the residential class for the costs of the distribution mains outside the greater
17 Montreal area. GMi's costs reflect a substantial investment in mains in these outlying regions
18 where there are few residential customers. Thus, GMi concludes that it is inappropriate for

²³In general, I support the use of the zero-intercept method for dividing mains into their customer and demand components. It is my understanding, however, that Mr. VanderVeen has a number of concerns regarding GMi's application of the zero-intercept method. To avoid a duplication of effort, I rely on Mr. VanderVeen's evidence for a critique of GMi's method. Thus, while I have no objection in concept to the use of the zero-intercept method, GMi's application of this method may require some refinement.

1 the residential class to fully share in the costs of these distribution mains. (See GMi-1,
2 Document 1, pp. 2-3.)

3 The same argument, however, can be extended to the industrial customers served in the
4 Montreal area. Why should industrial customers based in Montreal be allocated a portion of
5 the costs of the mains in the Lac St. Jean area, for example, when these customers make no
6 use of these mains? Yet, under GMi's proposed method, all industrial clients, regardless of
7 location, will be forced to share the higher costs of these mains.

8 In fact, if only a few large customers are served by the mains in a particular area and if
9 it is neither feasible nor desirable to charge these few customers for the higher cost of serving
10 them due to their location, then these costs must be shared by all other customers.²⁴ If
11 industrial customers in the Montreal area must bear a portion of these costs, then there is no
12 clear reason why residential customers should be allowed to avoid sharing a portion of these
13 costs as well. In a sense, the portion of the excess costs not borne by the customers in the
14 particular area is a "tax" upon the rest of the customers in the system.

15 There is no appropriate way to allocate a "tax" to reflect cost causality. By definition,
16 no customer or customer class has caused a tax to be incurred. The only alternative is to
17 spread the cost to all customers in a manner that minimizes the distortion in their choice of
18 services and suppliers. The current method of allocating any existing excess distribution costs
19 to customer classes essentially accomplishes this purpose.²⁵

²⁴If some mains in a particular area currently serve little or no load, then no customer class can be held "responsible" for or can be said to have "caused" these excess distribution costs.

²⁵Any existing excess distribution costs are currently allocated in direct proportion to all other distribution costs using the CAU allocator.

1 GMI also argues that the cost of new investment in distribution mains has substantially
2 increased rate base at a time when the number of residential customers declined. It is true that
3 recent additions to the distribution mains have substantially increased rate base. (See GMI-1,
4 Document 1, p. 3) During inflationary periods, new distribution mains are added at a higher
5 average cost than the embedded cost of the existing mains. However, it has not been the
6 Régie's policy to charge each customer or customer class the incremental costs of the
7 investments made on its behalf. Costs are "rolled in" and averaged over the system as a whole
8 and across all customers. The use of "rolled in" costs is a long-standing policy decision in
9 most jurisdictions and Québec is no exception. If the Régie chooses to alter its policy of using
10 "rolled in" costs, it is free to do so. But, policy decisions should not be inadvertently altered
11 by a new cost allocation scheme.

12 For the reasons above, GMI's proposed change in the allocation of distribution mains is
13 neither equitable nor in keeping with the policies already employed by the Régie. Therefore, I
14 recommend no change in the method of allocating distribution costs to customer classes.

15 **CONCLUSION**

16 A cost allocation study should reflect the reasons why costs are incurred. In my opinion,
17 this is the sole principle underlying a cost allocation study. Rates established based upon a
18 properly-constructed cost allocation study will then reflect the actual costs of providing the
19 services and send appropriate price signals to consumers. My recommended changes to GMI's
20 proposed cost allocation study are designed to better reflect the costs of providing the different
21 services offered by GMI to each of GMI's customer classes.

R-3233-95

**EVIDENCE OF SHARON L. CHOWN
SCHEDULE A**

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 (\$'000)

CORPORATIF

Ligne	Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.3	Tarif 3.4	Tarif 3.5	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 4.9	Tarif 4.10	Tarif 5	Tarif 6
COUT FIXE DU GAZ														
1	Champion Pipelines	629	84	62	0	5	0	15	157	202	0	0	104	0
2	Prime Fixe	182,084	49,804	21,872	717	4,666	7,413	12,278	19,660	16,749	7,636	9,535	31,489	265
3	Cout at 100% LF	172,616	42,425	19,035	678	4,393	7,010	11,835	19,192	16,291	7,551	9,481	34,438	287
4	Excess Cost	9,468	7,379	2,837	39	273	404	443	467	458	85	54	(2,948)	(22)
3	Entreposage:	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Space-Related	30,596	18,007	8,191	71	597	968	1,154	1,152	1,099	316	483	(1,312)	(131)
6	Deliverability-Related	20,398	15,877	6,106	84	586	867	953	1,019	1,012	182	116	(6,358)	(46)
TOTAL - COUT FIXE		233,707	83,772	36,231	873	5,855	9,249	14,400	21,987	19,062	8,134	10,134	23,923	88
COUT VARIABLE DU GAZ														
8	Service Ferme	9,948	2,430	1,095	39	251	399	677	1,122	964	430	540	1,984	16
9	Achat revente de l'est	5,423	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,423	0
10	Gaz utilise par la Cie & inv.	(3,421)	(846)	(378)	(14)	(88)	(140)	(236)	(375)	(314)	(151)	(190)	(683)	(6)
11	Detournements - transport	0	(11)	(2)	(0)	(1)	(3)	(4)	12	18	(4)	(5)	(0)	(0)
12	Detournements - marchandise	(0)	(62)	18	(3)	(10)	(32)	(27)	200	(71)	(35)	(44)	68	(1)
Energie														
13	Depense d'exploitation	2,161	521	233	8	54	87	146	231	194	93	117	475	4
14	Gaz perdu	2,543	616	274	10	64	103	172	268	223	111	139	559	4
15	Gaz du compression	29,739	7,150	3,201	115	741	1,185	1,996	3,198	2,696	1,276	1,603	6,530	48
16	Amort. nivel. compression 89	2,292	553	247	9	57	92	155	244	204	99	125	504	4
TOTAL - COUT VARIABLE		48,685	10,351	4,688	163	1,068	1,689	2,878	4,900	3,913	1,820	2,285	14,860	69
TOTAL DES APPROVISIONNEMENT		282,392	94,123	40,919	1,036	6,923	10,938	17,278	26,888	22,975	9,954	12,419	38,783	157

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94

ZONE: CORPORATIF

Ligne	Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.3	Tarif 3.4	Tarif 3.5	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 4.9	Tarif 4.10	Tarif 5	Tarif 6
COUTS DE TRANSPORT ET ENTREPOSAGE														
1	Recommended Method	282,392	94,123	40,919	1,036	6,923	10,938	17,278	26,888	22,975	9,954	12,419	38,783	157
2	GMi: Methode Approuvee	282,392	102,461	42,232	1,000	6,651	10,332	15,557	23,616	20,352	8,308	10,008	41,587	289
3	GMi: Methode Proposee	282,392	84,602	36,601	1,072	7,047	11,083	17,659	27,772	23,692	10,207	12,507	49,783	365
CENTS PER CUBIC METRE														
1	Recommended Method	5.11	7.06	6.88	4.83	5.00	4.93	4.64	4.58	4.68	4.17	4.14	3.20	1.73
2	GMi: Methode Approuvee	5.11	7.69	7.10	4.66	4.81	4.66	4.18	4.02	4.15	3.48	3.34	3.43	3.19
3	GMi: Methode Proposee	5.11	6.35	6.15	5.00	5.09	5.00	4.74	4.73	4.83	4.27	4.17	4.10	4.02

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 (\$'000)

ZONE: SUD

Ligne	Description	Factor	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.3	Tarif 3.4	Tarif 3.5	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 4.9	Tarif 4.10	Tarif 5	Tarif 6
COUT FIXE DU GAZ															
1	Champion Pipelines		0												
2	Prime Fixe		179,422	49,448	21,610	717	4,644	7,413	12,214	18,995	15,895	7,636	9,535	31,050	265
3	Cout at 100% LF	2	170,092	42,134	18,804	678	4,372	7,010	11,774	18,561	15,500	7,551	9,481	33,941	287
4	Excess Cost	7	9,330	7,314	2,806	39	272	404	439	434	395	85	54	(2,890)	(22)
Entreposage:															
5	Space-Related	8	30,058	17,821	8,048	71	596	968	1,140	1,096	931	316	483	(1,281)	(131)
6	Deliverability-Related	7	20,039	15,710	6,026	84	585	867	944	932	848	182	116	(6,208)	(46)
TOTAL - COUT FIXE			229,519	82,979	35,684	873	5,824	9,249	14,297	21,023	17,674	8,134	10,134	23,562	88
COUT VARIABLE DU GAZ															
8	Service Ferme	2	9,688	2,400	1,071	39	249	399	671	1,057	883	430	540	1,933	16
9	Achat revente de l'est	5	5,336	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,336	0
10	Gaz utilise par la Cie & inv.	2	(3,409)	(844)	(377)	(14)	(88)	(140)	(236)	(372)	(311)	(151)	(190)	(680)	(6)
11	Detournements - transport	2	(83)	(21)	(9)	(0)	(2)	(3)	(6)	(9)	(8)	(4)	(5)	(17)	(0)
12	Detournements - marchandis	2	(784)	(194)	(87)	(3)	(20)	(32)	(54)	(86)	(71)	(35)	(44)	(156)	(1)
Energie															
13	Depense d'exploitation	1	2,154	520	232	8	54	87	145	229	191	93	117	473	4
14	Gaz perdu	1	2,557	617	276	10	64	103	173	272	227	111	139	562	4
15	Gaz du compression	1	29,496	7,122	3,179	115	739	1,185	1,990	3,137	2,620	1,276	1,603	6,482	48
16	Amort. nivel. compression 89	1	2,292	553	247	9	57	92	155	244	204	99	125	504	4
TOTAL - COUT VARIABLE			47,247	10,154	4,532	163	1,054	1,689	2,837	4,473	3,735	1,820	2,285	14,436	69
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS			276,766	93,132	40,215	1,036	6,878	10,938	17,134	25,496	21,409	9,954	12,419	37,998	157

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 FACTEURS D'ALLOCATION

ZONE: SUD

Ligne Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.3	Tarif 3.4	Tarif 3.5	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 4.9	Tarif 4.10	Tarif 5	Tarif 6
1 Volumes de vente (103m3)	5,521,496	1,333,212	595,011	21,457	138,331	221,805	372,572	587,314	490,447	238,940	300,000	1,213,335	9,072
2 Volumes de vente, adjusted	5,382,128	1,333,212	595,011	21,457	138,331	221,805	372,572	587,314	490,447	238,940	300,000	1,073,967	9,072
3 Volumes de vente - ete	2,477,641	379,744	167,355	10,978	67,660	108,213	192,739	319,616	266,552	132,963	165,000	658,553	8,268
4 Volumes de vente - hiver, adj.	2,904,487	953,468	427,656	10,479	70,671	113,592	179,833	267,698	223,895	105,977	135,000	415,414	804
5 Volumes Interruptible	1,213,335											1,213,335	
6 Demande maximale (103m3/jr)	25,858	12,065	4,857	104	692	1,072	1,526	2,108	1,798	752	884	0	0
7 Peak less average demand	10,731	8,412	3,227	45	313	464	505	499	454	97	62	(3,324)	(25)
8 Excess hiver over ete	7,657	4,540	2,050	18	152	247	290	279	237	81	123	(326)	(33)
Percentage Allocation Facteurs:													
1 Volumes de vente	100.00%	24.15%	10.78%	0.39%	2.51%	4.02%	6.75%	10.64%	8.88%	4.33%	5.43%	21.97%	0.16%
2 Volumes de vente, adjusted	100.00%	24.77%	11.06%	0.40%	2.57%	4.12%	6.92%	10.91%	9.11%	4.44%	5.57%	19.95%	0.17%
3 Volumes de vente - ete	100.00%	15.33%	6.75%	0.44%	2.73%	4.37%	7.78%	12.90%	10.76%	5.37%	6.66%	26.58%	0.33%
4 Volumes de vente - hiver	100.00%	32.83%	14.72%	0.36%	2.43%	3.91%	6.19%	9.22%	7.71%	3.65%	4.65%	14.30%	0.03%
5 Volumes Interruptible	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%	0.00%
6 Demande maximale	100.00%	46.66%	18.78%	0.40%	2.68%	4.15%	5.90%	8.15%	6.95%	2.91%	3.42%	0.00%	0.00%
7 Peak less average demand	100.00%	78.40%	30.07%	0.42%	2.92%	4.33%	4.71%	4.65%	4.23%	0.91%	0.58%	-30.98%	-0.23%
8 Excess hiver over ete	100.00%	59.29%	26.77%	0.24%	1.98%	3.22%	3.79%	3.65%	3.10%	1.05%	1.61%	-4.26%	-0.44%

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94

ZONE: SUD

Ligne Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.3	Tarif 3.4	Tarif 3.5	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 4.9	Tarif 4.10	Tarif 5	Tarif 6
COUTS DE TRANSPORT ET ENTREPOSAGE													
1 Recommended Method	276,766	93,132	40,215	1,036	6,878	10,938	17,134	25,496	21,409	9,954	12,419	37,998	157
2 GMi: Methode Approuvee*	276,767	101,476	41,593	1,000	6,605	10,332	15,425	22,236	18,831	8,308	10,008	40,664	289
3 GMi: Methode Proposee**	276,767	83,779	36,005	1,072	6,999	11,083	17,520	26,319	22,150	10,207	12,507	48,761	365
CENTS PER CUBIC METRE													
1 Recommended Method	5.01	6.99	6.76	4.83	4.97	4.93	4.60	4.34	4.37	4.17	4.14	3.13	1.73
2 GMi: Methode Approuvee	5.01	7.61	6.99	4.66	4.78	4.66	4.14	3.79	3.84	3.48	3.34	3.35	3.19
3 GMi: Methode Proposee	5.01	6.28	6.05	5.00	5.06	5.00	4.70	4.48	4.52	4.27	4.17	4.02	4.02

* GMi-5, Document 5, pp. 259-260.

** GMi-1, Document 6, pp. 28-29.

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 (\$'000)

ZONE: NORD

Ligne	Description	Factor	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.4	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 5
COUT FIXE DU GAZ										
1	Champion Pipelines	Ligne 2	629	84	62	5	15	157	202	104
2	Prime Fixe		2,662	356	262	22	64	665	854	439
3	Cout at 100% LF	2	2,524	291	231	21	60	631	791	497
4	Excess Cost	8	138	65	31	1	4	34	63	(58)
3	Entreposage:									
4	Space-Related	9	538	186	144	1	14	56	168	(31)
6	Deliverability-Related	8	359	167	80	2	9	87	163	(150)
TOTAL - COUT FIXE			4,188	793	547	31	103	964	1,388	361
COUT VARIABLE DU GAZ										
8	Service Ferme	2	260	30	24	2	6	65	82	51
9	Achat revente de l'est	5	87	0	0	0	0	0	0	87
10	Gaz utilise par la Cie & inv.	2	(12)	(1)	(1)	(0)	(0)	(3)	(4)	(2)
11	Detournements - transport	2	83	10	8	1	2	21	26	16
12	Detournements - marchandis	6	784	132	104	10	27	286	0	225
Energie										
13	Depense d'exploitation	1	7	1	1	0	0	2	2	1
14	Gaz perdu	1	(14)	(2)	(1)	(0)	(0)	(3)	(4)	(3)
15	Gaz du compression	1	243	28	22	2	6	61	76	48
16	Amort. nivel. compression 89	1	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL - COUT VARIABLE			1,438	197	156	15	41	428	178	424
TOTAL DES APPROVISIONNEMENTS			5,626	991	704	45	144	1,392	1,565	785

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 FACTEURS D'ALLOCATION

ZONE: NORD

Ligne	Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.4	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 5
1	Volumes de vente (103m3)	100,219	11,555	9,161	853	2,400	25,050	31,400	19,800
2	Volumes de vente, adjusted	100,132	11,555	9,161	853	2,400	25,050	31,400	19,713
3	Volumes de vente - ete	49,391	3,548	2,883	477	1,158	13,725	15,500	12,100
4	Volumes de vente - hiver, adj.	50,741	8,007	6,278	376	1,242	11,325	15,900	7,613
5	Volumes Interruptible	19,800							19,800
6	Volumes excluding delivery	68,732	11,555	9,161	853	2,400	25,050	0	19,713
7	Demande maximale (103m3/jr)	404	92	54	3	10	100	145	0
8	Peak less average demand	129	60	29	1	3	31	59	(54)
9	Excess hiver over ete	105	36	28	0	3	11	33	(6)

Percentage Allocation Facteurs:

1	Volumes de vente	100.00%	11.53%	9.14%	0.85%	2.39%	25.00%	31.33%	19.76%
2	Volumes de vente, adjusted	100.00%	11.54%	9.15%	0.85%	2.40%	25.02%	31.36%	19.69%
3	Volumes de vente - ete	100.00%	7.18%	5.84%	0.97%	2.34%	27.79%	31.38%	24.50%
4	Volumes de vente - hiver	100.00%	15.78%	12.37%	0.74%	2.45%	22.32%	31.34%	15.00%
5	Volumes Interruptible	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
6	Volumes excluding delivery	100.00%	16.81%	13.33%	1.24%	3.49%	36.45%	0.00%	28.68%
7	Demande maximale	100.00%	22.77%	13.37%	0.74%	2.48%	24.75%	35.89%	0.00%
8	Peak less average demand	100.00%	46.62%	22.33%	0.51%	2.65%	24.24%	45.56%	-41.91%
9	Excess hiver over ete	100.00%	34.63%	26.71%	0.25%	2.67%	10.32%	31.23%	-5.82%

GAZ METROPOLITAIN, INC.
 COUTS DE TRANSPORT & D'ENTREPOSAGE -- BUDGET 1993-94
 FACTEURS D'ALLOCATION

ZONE: NORD

Ligne	Description	TOTAL	Tarif 1 Comm.	Tarif 1 Resid.	Tarif 3.4	Tarif 4.6	Tarif 4.7	Tarif 4.8	Tarif 5
COUTS DE TRANSPORT ET ENTREPOSAGE									
1	Recommended Method	5,626	991	704	45	144	1,392	1,565	785
2	GMI: Methode Approuvee*	5,625	985	638	46	132	1,380	1,521	923
3	GMI: Methode Proposee**	5,625	823	597	49	139	1,453	1,543	1,022
CENTS PER CUBIC METRE									
1	Recommended Method	5.61	8.57	7.68	5.30	6.01	5.56	4.99	3.96
2	GMI: Methode Approuvee	5.61	8.52	6.97	5.38	5.50	5.51	4.84	4.66
3	GMI: Methode Proposee	5.61	7.12	6.51	5.73	5.79	5.80	4.91	5.16

* GMI-5, Document 5, pp. 259-260.

** GMI-1, Document 6, pp. 28-29.

PRE-FILED DIRECT TESTIMONY
OF

H. J. VANDER VEEN

ON BEHALF
OF

INDUSTRIAL GAS USERS ASSOCIATION

DOCKET: Gmi R-3313-94 HEARING ON T-SERVICE
DOCKET: Gmi R-3323-95 ALLOCATION OF COST OF SERVICE

PRE-FILING DATE
DECEMBER 15, 1995

HEARING DATE
_____, 1996

Acig 1.

1 DIRECT TESTIMONY OF H. J. VANDER VEEN

2 PRESIDENT

3 ENERGY GROUP, INC.

4 Q1. Please state your name and business address?

5 (a) My name is H. J. Vander Veen and my business address is
6 P. O. Box 410554, Melbourne, Florida 32941-0554.

7 Q2. What is your present occupation?

8 (a) I am a consultant in the field of public utility
9 regulation in the areas of cost of service, rate
10 design, utility regulatory economics, financial issues
11 and related regulatory matters.

12 Q.3 By whom are you employed and what is your educational and
13 business background?

14 (a) I am employed by Energy Group, Inc., a consulting group
15 offering services to various entities involved in the
16 regulatory arena as they pertain to the gas and

1 electric industry. I graduated from Calvin College in
2 1963 with a degree in economics and finance. Since that
3 time, I have spent the last thirty three years working
4 for or consulting to various utilities, consumer groups
5 and regulatory agencies in the areas of cost of
6 service, rate design, utility and regulatory economics,
7 financial issues and general regulatory matters. I have
8 testified in over 120 regulatory proceedings before 23
9 State Commissions, 8 Canadian Provincial Regulatory
10 Boards, the National Energy Board of Canada and the
11 Federal Energy Regulatory Commission.

12 Q4. Was Energy Group, Inc. retained by the Industrial Gas Users
13 Association (IGUA) for specific assistance in the areas of
14 cost of service and the unbundling of services as proposed
15 by Gaz Metropolitan?

16 (a) Yes it was.

17 Q5. What is the purpose of your testimony?

18 (a) The purpose of my testimony at this time is to address
19 GMI's proposed cost allocation methodologies and the
20 relationship or use of these methods in an unbundled
21 service offering environment. The first issue I will
22 address is the proposed allocation of distribution

1 mains. The second area will be the proposed allocation
2 of transportation and storage costs.

3 Q6. Would you please explain your understanding of the proposed
4 allocation method for distribution mains?

5 (a) GMi proposes to classify and allocate distribution
6 mains in the following manner. The first step in the
7 process is to distinguish two separate functions, (1)
8 feeder mains and (2) distribution mains. Feeder mains
9 are high pressure and are used to deliver gas to the
10 distribution system and do not directly serve
11 customers. This process is proposed to be implemented
12 over six (6) zones or regions as compared to two zones
13 under the present system. Feeder mains, by region are
14 classified as demand related and allocated on the basis
15 of peak day demand by customer class per region. The
16 remaining cost of mains, approximately 70% of total
17 main cost are considered distribution lines and are
18 classified as both customer and demand related again by
19 region or zone. The customer portion is allocated to
20 the classes of service on the number of customers in
21 the class for each of the six (6) regions. The demand
22 related portion is allocated based upon peak day demand
23 of each customer class within the six (6) regions.

1 Q7. What are the material differences between the proposed
2 method for the allocation of mains and the existing method?

3 (a) The material difference is the shift from two (2)
4 zones, Northern and Southern, to six (6) zones or
5 regions. Currently feeder mains and distribution mains
6 are allocated among two zones and rates are set for
7 each zone.

8 Q8. Is the proposed cost allocation method compatible with the
9 existing two (2) zone postage stamp rates utilized by GMi?

10 (a) No it is not. To the extent that a feeder main serves
11 more than one of the six proposed zones, it should be ?
12 sized and operated to recognize the demand and customer
13 characteristics of the integrated zones. Failure to
14 recognize the economies of diversity (of) zones for an
15 integrated supply system will result in improper *Revisions*
16 allocation of costs within the multi zone approach. *within?*
17 This failure to recognize an integrated planning
18 approach within the cost allocation methodology will
19 result in distortions in the cost allocation results.

1 Q9. Can the same conclusion be drawn for the allocation of
2 distribution mains?

3 (a) Yes it can. By utilizing the proposed multiple zone
4 approach for distribution mains, the cost allocation
5 results may be tilted towards one class within the zone
6 versus another. For example, where distribution mains
7 have been extended throughout the zone but load or
8 customer saturation has not been achieved, existing
9 customers would be allocated costs which had not been
10 incurred to serve them. Excess capacity, built for
11 expected load, could be allocated to a class which
12 would never use or benefit from that capacity.

that is the goal

pick out the discernible elements

13 Q10. Is the proposed allocation of mains, feeder and distribution
14 compatible with the concept of unbundled service offerings.

15 (a) It could be if unbundled rates for service offerings
16 are to be established for each of the proposed zones.
17 Unbundled rates for service offerings represents a
18 pricing concept where the utility charges its customers
19 a stand alone price for each service offered by the
20 utility. Distribution delivery service or distribution
21 transportation is one distinct service offering among
22 the many services GMi provides to its customers.
23 The multi zone or regional cost classification and

why not for the total?

Distinction Definition

1 allocation proposed by GMi implies that the
2 distribution delivery services are different or have
3 different cost incurrance factors by zone. However, GMi
4 proposes to rebundle the cost allocation results of six
5 (6) zones into a two (2) zone rate structure. The
6 objective under unbundled rates for distinct services,
7 is to develop cost based rates for each distinct
8 service offered by the utility. Consequently the
9 proposed method is not compatible with unbundled
10 postage stamp rates for the system nor unbundled
11 postage stamp rates for a Northern / Southern zone rate
12 structure.

13 If costs are truly incurred on a multiple zone basis,
14 same service but distinct cost patterns due to customer
15 load and usage profiles, then unbundled service
16 offerings should recognize this situation in both
17 costing and cost based rate design. The rebundling of
18 six (6) costing zones into two bundled rate zones moves
19 in the opposite direction of unbundled service
20 offerings at cost based rates.

21 An additional concern with the multi zone approach is
22 the potential for failure to recognize excess capacity
23 within the zone due to building before the load is
24 achieved. When community streets are piped, the
25 expectation is that residential and small commercial
26 customers will use the facilities. Larger customers

*costs-VI-
rates*

*over all
regions ?*

*Rate by
Region - ?
unbundled*

1 tend to be serviced from larger diameter pipe off the
2 feeder mains due to both volume and pressure
3 requirements. Thus the more zones used for allocation
4 purposes, the more potential for distortion as to the
5 cost causative nature of the investment and the
6 resultant allocation results from a multi zone
7 approach. This potential for over allocation will
8 result or occur under the proposed method in
9 situations where the utility has expanded into a new
10 geographic area and built a complete infrastructure to
11 serve all load but failed to achieve the objective.
12 This concept is not compatible with unbundled service
13 offerings at cost based rates.

repetition

why? Repetition

14 I also have a concern that the proposed method may
15 represent a form of incremental costing concepts which
16 are being used to derive bundled average cost based
17 rates for two (2) zones from six (6) zones. If this
18 method were to be used to establish unbundled rates for
19 each of the proposed zones, it could be appropriate.
20 However, the concept is not appropriate for the
21 establishment of unbundled service offerings at cost
22 based rates for a two zone or a true postage stamp rate
23 structure.

repetition

24 Finally, if costs have truly been incurred on a multi
25 regional basis representing the same service,
26 distribution transportation, then the unbundling

*Regie
Company*

1 process should recognize the situation. While the
2 proposed method will expand the complexity of
3 unbundling, it would be a less complicated effort to
4 unbundle the existing two (2) zone rate structure
5 first, before attempting to reach the same result on a
6 six (6) zone basis.

7 Q11. Has the Regie previously addressed the issue of zone rates?

8 (a) Yes it has. In its decision in G-470 the Regie
9 addressed the issue of zone rates for distribution
10 service and concluded that the charge for distribution
11 delivery should be the same for all customers. The
12 Regie in that decision continued to recognize the zonal
13 differences in cost for TCPL transmission service.
14 However, in cause R-3298-94 Decision D-94-65 the Regie
15 concluded that all rates should be placed on a uniform
16 basis over a five year period.

concord?

17 Q12. Does GMI's proposed zone costing methodology comport with
18 the Regie's position of uniform system wide rates?

19 (a) No it does not. Under the concept of uniform cost based
20 rates, regional or zone costing is not required.
21 Regional or zone costing is utilized when rates are to
22 be established for discrete service areas. System wide

1 costing is associated with system wide uniform rate
2 making.

3 Q13. Would you please explain your understanding of the method
4 GMi proposes to implement for the allocation of
5 Transportation and Storage costs (T&S)?

6 (a) GMi is proposing an allocation method for T&S costs
7 which represents a new high in bundling cost centers
8 and then further bundling the allocation process by
9 which costs are allocated to the classes of service.
10 The proposed change, according to GMi, is predicated
11 upon three core concepts: (1) there does not exist
12 enough system transportation and storage capacity to
13 meet the peak day 365 days a year (unlike mains)
14 because inventory is not available and therefore the
15 current method underestimates unit cost (2) that under
16 what I will call the theory of the group, a presumption
17 that there are economies that can be created by
18 combining different loads (classes of service) and
19 diseconomies generated when other loads (classes of
20 service) are combined and that these economies and
21 diseconomies can be measured and should be shared
22 between the different types of load (classes of
23 service) based on causality and (3) actual class demand
24 and energy allocation by cost center is no longer

*Review of Allocation
Bundling*

channel

?
?
main issue?

are

1 appropriate to allocate individual cost centers.

2 Q14. Has GMi under this proposal aggregated or bundled cost
3 centers for distinct services and allocation methodology
4 under its proposed method?

5 (a) Yes it has. Under a single allocation process all cost
6 associated with the following distinct service
7 offerings have been combined into a single cost center
8 and allocation procedure:

- 9 TCPL firm Service
- 10 TCPL STS Service
- 11 TCPL Interruptible Service
- 12 Union Storage
- 13 Union M12 / C1 Transportation
- 14 Michigan Gas Storage
- 15 St. Clair Pipeline
- 16 Point du Lac
- 17 GMi LNG
- 18 Lost and Unaccounted Gas
- 19 Fuel

*Because they are
mixed in conjunction
to find balance*

1 Q15. Is the GMi proposal compatible with the unbundling of
2 services and the establishment of cost based rates for such
3 services?

est - a - wa?

4 (a) No it is not. The proposal is completely at odds with
5 current North American utility and regulatory practices
6 in theory, applicability and procedure. It attempts to
7 double count the optimization of costs which GMi should
8 build into its capacity planning process for T&S
9 capacity. Of significant interest, is the mixing of
10 inventory, commodity, with capacity. The theory of
11 economies / diseconomies should be reflected in the
12 cost structures for each of the services which GMi
13 offers. Secondly, the inventory is not there for mains
14 any more than it is for T&S. Finally, class load factor
15 allocation on a combined basis fails to recognize the
16 cost imposition factors of each class as a stand alone
17 entity for purposes of cost causation and unbundled
18 service offerings.

19 GMi is proposing to bundle a wide range of cost centers
20 representing very distinct services and then to
21 allocated those costs on a bundled demand and energy
22 basis for T&S costs.

23 The proposal fails to recognize that all classes of
24 service do not uniformly use the system and that class
25 diversity, recognized by GMi in its planning and

*TEPL FI
unit 10
Bundling
a tool*

}

?

1 contracting practices, will be reflected in its cost
2 structure, not in the cost classification and
3 allocation process. *i.e. C.V. no direct for
the revenue?*

4 Q16. If the Regie were to accept this proposal, what would be the
5 impact on implementing unbundled service offerings at cost
6 based rates?

7 (a) To start the unbundling process from the position
8 advocated by GMi would effectively mean starting over.
9 At least under its present cost allocation method, the
10 various service identified above are separated for cost *are they?*
11 allocation purposes. Under its proposed method, the
12 cost pools for the various services would have to be
13 unbundled from the combined pool, appropriate
14 allocation methodologies would have to be determined
15 and cost based rates for each service developed. This
16 is the equivalent of performing the entire exercise
17 twice. Under the current procedure, there will be
18 debate as to the proposal and then a debate of how to
19 unbundle the proposal, re-cost the various service
20 offerings and finally design the appropriate rates.

1 Q17. Is there a procedure the Regie could adopt which would
2 simplify and reduce the time required to reach a decision on
3 the appropriate level of unbundled services and related cost
4 based rates?

5 (a) Yes there is. If the process were to address the issue
6 of unbundled services first, then the entire question
7 of cost classification and allocation would only be
8 debated once. This process would also eliminate the
9 problems associated with unbundling GMi's proposed
10 super rebundled efforts for T&S services and allow all
11 parties to proceed from current conditions.
12

3 Q18. Are there other issues which the Regie should consider in
14 this matter?

15 (a) Yes there are. First, there may be a perception that
16 Questions 1 - 33, 38 and 39 are only related to the
17 issue of unbundling. This is not the situation. Many of
18 those questions also relate to issues included in GMi's
19 proposed cost allocation methodology. Responses to
20 these questions are imperative in order to assist in
21 the evaluation of the proposed allocation methods for
22 mains and T&S services. Answers to these questions are
23 required to test what I believe to be both
24 inconsistencies in GMi's logic underpinning its

1 proposal as well as the applicability of the cost
2 allocation method proposed to the bundled T&S services.
3 Additionally, there may well be the impression that the
4 underlying concept for unbundling service offerings and
5 related rates is for certain select customers to
6 achieve an economic advantage. This is not the purpose
7 of unbundling. The purpose of unbundling is to provide
8 customers with a menu of services from which they may
9 choose. Under historical regulatory practices for
10 costing and rate making, the LDC was the only provider
11 of services. Under today's environment there are
12 multiple providers of service for gas supply, storage,
13 peaking, load balancing, and transportation through
14 assignment or displacement. These alternative services
15 cannot be considered by customers as a viable economic
16 alternative until the LDC unbundles its rates and
17 charges to offer a truly competitive alternative. Only
18 when all providers of services are on a levelized
19 playing field can true economic choice be made
20 available to customers. Bundled utility services forces
21 customers to pay for services which they do not need
22 or precludes them from evaluating services offered by
23 others. There is no presumption of lost revenue
24 embedded in the unbundling process. Once rates and
25 services are unbundled, customers can make choices as
26 can the utility as to its markets and internal

*How can we prevent
subsidized competition
from?*

*dis. revenue
from?*

??

1 optimization.

2 Unbundled rates will result in revenue neutrality
3 except for two conditions: (1) Customers are currently
4 paying for services they do not want or use and will
5 not contract for them under unbundled rates and (2)
6 Competitors in the market place will offer the service
7 at a lower price thus allowing the customer to choose
8 the economic competitor.

9 Q19. Does this complete your testimony?

10 (a) Yes, at this time.

↓
- How about
- capacity, needed
- How about loss
of diversity?

A N N E X E 9

E N R É P O N S E À L A Q U E S T I O N 4 2 . B

**(c e t t e p i è c e e s t d é p o s é e
e n f o r m a t E x c e l s e u l e m e n t)**

Société en commandite Gaz Métro
Demande portant sur l'allocation des coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro, R-3867-2013

Main cost comparisons - Densification

Year 2011

Line diameter	Length in meters	Cost of material per meter	Other installation costs per meter *	Other general fees **	Total cost per meter
2 " (60,3 MM)	22 057	13,01 \$	186,90 \$	49,00 \$	248,91 \$
4 " (114,3MM)	15 175	24,61 \$	254,58 \$	72,39 \$	351,58 \$
6" (168,3 MM)	6 723	54,05 \$	308,29 \$	85,82 \$	448,16 \$
	43 955				

* Entrepreneur Services, Internal Labor, External Services

** Corporate overheads of 12.94% applicable on the overall costs
 Entrepreneurs overhead of (17.35%) on the amount of entrepreneur services
 Adjustment of internal labour cost for the standard rate (total credit of -124,332\$)