

Régie de l'énergie

**Gaz Métro - Demande relative au dossier générique portant sur l'allocation des
coûts et la structure tarifaire de Gaz Métro**

R-3867-2013, Phase 3A

Mémoire l'Association des Consommateurs Industriels de Gaz

(l'ACIG)



**Préparé par
Esther Falardeau
Analyste**

9 mars 2017

Table des matières

1	Mise en contexte	1
2	1. Bref historique réglementaire	2
3	2. Commentaires de l'ACIG.....	3
4	2.1 Quelques exemples ailleurs au Canada.....	3
5	2.2 La définition du coût marginal utilisé aux fins de l'évaluation des projets	
6	d'extension	6
7	2.2 La méthodologie utilisée pour estimer le coût marginal d'opération.....	9
8	2.3 Impact de la méthode proposée.....	10

1 **MISE EN CONTEXTE**

2 Dans le cadre de la cause tarifaire 2013, la FCEI a abordé la question de la valeur du coût
3 d'opération utilisé pour les fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'investissement
4 en suggérant que le montant utilisé était possiblement trop faible. À cette époque, Gaz
5 Métro utilisait un coût d'opération de 41\$ par client résidentiel et 59 \$ par client affaires
6 aux fins de l'analyse de rentabilité¹.

7 Dans sa preuve, la FCEI soumettait que ce taux était trop peu élevé et qu'une analyse
8 indépendante par Gaz Métro était requise, en vue de mettre à jour le coût marginal
9 d'opération. Dans l'attente des résultats de cette analyse, la FCEI proposait que le
10 montant 157 \$ par client soit utilisé pour l'évaluation de la rentabilité des projets
11 d'investissement. Ce montant était dérivé d'une étude de balisage traitant de la
12 productivité des facteurs de production produite par le Dr. Lowry dans le cadre du dossier
13 R-3693-2009.

14 Dans sa preuve, la FCEI proposait aussi que le coût marginal de long terme soit utilisé
15 dans l'évaluation des projets d'investissement plutôt que le coût marginal de court terme
16 étant donné que l'étude de rentabilité se fait sur la base d'un horizon de 40 années.

17 Dans la décision D-2013-106, la Régie indiquait qu'elle appuyait la position de la FCEI et
18 retenait la valeur de 157 \$ par client jusqu'à production d'une évaluation précise par Gaz
19 Métro. Elle demandait aussi à Gaz Métro de mettre à jour son évaluation du coût marginal
20 utilisé pour les fins de l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension de réseau.

21 *« [26] La Régie partage l'opinion de la FCEI sur l'utilisation de coûts marginaux de*
22 *long terme. L'analyse de rentabilité du plan de développement portant sur une*
23 *période de 40 ans, il apparaît donc logique d'utiliser des coûts de long terme. La*
24 *Régie considère qu'à défaut d'une évaluation précise des coûts marginaux*
25 *d'opération de long terme, il y a lieu de retenir la valeur de 157 \$ proposée par la*
26 *FCEI.*

27 *[27] La Régie demande à Gaz Métro d'utiliser un coût marginal d'opération de long*
28 *terme de 157 \$ dans l'analyse de rentabilité du plan de développement résidentiel*
29 *et CII. Cette valeur pourra être revue dans un prochain dossier tarifaire lorsque le*
30 *distributeur produira une évaluation de ces coûts. »²*

¹ R-3809-2012, C-FCEI-0027, page 15.

² D-2013-106, page 15

1 Dans le cadre du dossier tarifaire 2015, Gaz Métro présentait une « *Étude sur les coûts*
2 *marginiaux de prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité* »³.

3 La Régie a cependant jugé que la question de la détermination des coûts marginaux de
4 prestation de services de long terme appliqués à l'analyse de rentabilité devait être traitée
5 de façon concurrente avec la revue des structures tarifaires. Aussi, la Régie a aussi jugé
6 que l'équité procédurale requérait que Gaz Métro puisse avoir accès à une opinion
7 d'expert dans la production de sa preuve. Conséquemment, dans sa décision procédurale
8 D-2015-048⁴, elle reportait l'étude de cet enjeu au présent dossier.

9 En réponse à l'invitation de la Régie, Gaz Métro a retenu les services du Dr. Edwin
10 Overcast de la firme américaine Black & Veatch, à titre d'expert dans ce dossier. Celui-ci
11 a revu l'étude du coût marginal d'opération initialement soumise par Gaz Métro dans le
12 cadre de la cause tarifaire 2015 et proposé des ajustements.

13 La présente demande vise donc à faire approuver la méthode proposée par le Dr Edwin
14 Overcast pour déterminer le coût marginal de prestation de service de long terme et à
15 autoriser Gaz Métro à utiliser cette méthode dans l'analyse de la rentabilité des projets
16 d'investissement ainsi que dans l'analyse de la rentabilité du plan de développement.

17 Dans sa décision procédurale D-2016-169, la Régie scindait l'étude de cet enjeu en deux
18 temps soit :

- 19 - La méthode de détermination des coûts marginaux de prestation de service de
20 long terme;
- 21 - La méthodologie d'évaluation de la rentabilité de projets d'extension de réseau.

22 L'ACIG soumet ses commentaires et recommandations relativement au premier sujet.

23 **1. BREF HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE**

24 Le coût d'opération n'a pas toujours été un facteur considéré dans l'évaluation des projets
25 d'investissement. Notamment, au cours des années 1980 et 1990, aucun coût d'opération
26 marginal n'était considéré lors de l'évaluation des projets. Par exemple, le projet Nicolet⁵
27 en 1989 et le projet d'expansion de Victoriaville⁶ en 1990 ont été évalués sur la base d'un
28 coût d'opération par client de zéro. En 1995, le projet d'extension de réseau à Valcourt⁷
29 ne prévoyait aucun frais d'opération lié à l'ajout de clients.

³ R-3879-2014, Gaz Métro-17, document 4, B-0154.

⁴ Page 8

⁵ R-3170-89

⁶ R-3190-90

⁷ R-3329-95

1 Entre 1995 et 2000, plusieurs projets d'extension ont été réalisés grâce au programme de
2 financement gouvernemental « *Travaux d'infrastructures Canada-Québec* »⁸. Cependant,
3 des dépassements de coûts importants ont été observés pour certains de ces projets de
4 sorte que la Régie a demandé, dans sa décision D-96-21, des explications relativement
5 aux causes des dépassements de coûts et de la non atteinte des prévisions de volumes
6 de ventes. Elle a aussi demandé des précisions relativement aux paramètres utilisés dans
7 l'évaluation des projets d'investissement.

8 En réponse à cette demande, le distributeur déposait sa requête R-3371-97 proposant,
9 notamment, certaines modifications demandées quant aux paramètres utilisés dans
10 l'évaluation des projets d'investissement. La Régie se prononçait sur ces paramètres dans
11 sa décision D-97-25. À partir de cette date, les coûts d'opération par client utilisés dans le
12 cadre de l'évaluation des projets d'investissement étaient tels que présentés dans le
13 tableau qui suit.

14 Coût d'opération par client utilisé dans le cadre de l'évaluation
15 de la rentabilité des investissements

	1 ^{ère} année	Années subséquentes
Clients résidentiels	43 \$	41 \$
Clients CII et VGE	248 \$	59 \$

16 Source : R-3879-2014, B-0154,

17 Ces montants ont été utilisés dans l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension
18 jusqu'à ce qu'ils soient tous remplacés par 157 \$ à l'issue de la cause tarifaire 2013.

19 2. COMMENTAIRES DE L'ACIG

20 2.1 Quelques exemples ailleurs au Canada

21 L'approche retenue par la Régie pour l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension
22 est comparable à celles que l'on retrouve ailleurs au Canada en ce qu'elle repose sur un
23 calcul de la valeur actualisée des flux nets (« discounted cash flow » – DCF). Selon ce
24 calcul, les revenus futurs actualisés sont comparés aux coûts futurs actualisés d'un projet
25 d'extension de réseau. Le résultat du DCF est normalement soumis à un « test » qui
26 permet d'écarter les projets considérés non rentables.

⁸ Les gouvernements du Québec et du Canada avaient mis sur pied un programme « Travaux d'infrastructures Canada-Québec » qui visait à permettre la réalisation de projets qui sont structurants ou qui ont un effet d'entraînement pour l'économie d'une région ou d'une municipalité.

1 Par exemple, en Colombie Britannique et en Ontario, le test consiste à exiger un indice
2 de profitabilité de 0,8 ou 1,0, selon les projets. L'indice de profitabilité est calculé par le
3 ratio des flux actualisés revenus divisé par les flux actualisés de coûts.

4 « *Profitability Index ("PI"): A ratio of the net present value of cash inflows over the net*
5 *present value of cash outflows resulting from a discounted cash flow analysis of a*
6 *distribution new business project, or an accumulation of projects in the case of a*
7 *portfolio.* »⁹

8 Selon une récente étude produite par la firme d'ingénierie américaine EES Consulting
9 pour le compte de FortisBC, l'approche basée sur la calcul d'un indice de profitabilité est
10 la plus couramment utilisée au Canada.

11 Au Québec, le test de rentabilité est basé sur le taux de rendement interne au projet (TRI)
12 qui doit être égal ou supérieur au coût en capital prospectif (CCP). Selon les résultats du
13 balisage effectué par EES consulting, cette approche serait plus couramment utilisée aux
14 États Unis.

15 "While there are differences in the actual tests used, all of the tests are attempting to quantify
16 the benefits and costs associated with a new customer. FEI uses a discounted cash flow model
17 and looks at the cost benefit ratio in determining the customer's share of extension costs. This
18 is the most common approach across Canada and in Washington State. Other utilities in the
19 U.S. look at costs and benefits but use an internal rate of return calculation to determine the
20 amount owed by the customer. Still others look at just the revenues over a set number of years
21 as a proxy for the full cost-benefit approach."¹⁰

22
23 Les dépenses administratives relatives à l'ajout de clients sont prises en compte dans le
24 calcul de cet indice de profitabilité. Il s'agit des coûts d'opération et maintenance qui
25 découlent de l'ajout d'un client sont mis à jour annuellement. Ce coût n'est pas à confondre
26 avec les frais généraux qui sont imputés aux projets d'extension.

27 Les documents de FortisBC offrent la définition qui suit de ces coûts d'opération:

28 « *The O&M input to the Test is intended to capture the incremental O&M required to*
29 *connect a new customer to the Company's distribution system, derived by multiplying the*
30 *O&M per customer by the number of customers. O&M is updated on an annual basis.*"¹¹

⁹ EB-2015-0179, Exhibit A, Tab 1, Appendix H, Page 2

¹⁰ FortisBC Energy Inc. (FEI), 2015 System Extension Application, Annexe A - FortisBC Energy Inc., System Extension Policy Review, June 2015, page 92

¹¹ FortisBC Energy Inc. (FEI), 2015 System Extension Application, Volume 1, section 2, page 20

1 Pour l'année 2014, les coûts d'opération et de maintenance par client utilisés pour les fins
2 de l'évaluation de la rentabilité par FortisBC (FEI) et sa filiale FortisBC Vancouver Island
3 (FEVI) étaient les suivants¹² :

4

Table 4-2: Net Cash Inflows Economic Parameters⁷

Economic Parameter FEI	2014	Economic Parameter FEVI	2014
O&M per Customer		O&M per Customer	
<i>Residential</i>	\$79.00	<i>Residential</i>	\$58.00
<i>Commercial</i>	\$82.00	<i>Commercial</i>	\$82.00
System Improvement (\$ I)	\$0.24	System Improvement (\$ I)	\$0.40
Property Tax Rate	1.91%	Property Tax Rate	1.88%
Income Tax Rate	26.00%	Income Tax Rate	26.00%

5

6 En Ontario, des lignes directrices concernant l'évaluation des projets d'extensions ont été
7 mises en place en 1998 par la décision E.B.O. 188. L'approche ontarienne implique aussi
8 l'utilisation d'un indice de profitabilité calculé sur la base des flux actualisés liés aux projets
9 d'investissement. Les coûts d'opération et de maintenance découlant de l'ajout de clients
10 sont aussi pris en compte dans le calcul des flux actualisés. L'extrait suivant de la décision
11 E.B.O. 188 présente la définition utilisée du coût d'opération¹³.

(e) Operating and Maintenance Expenditures

The incremental costs directly associated with the attachment of new customers to the system will be included in the operating and maintenance expenditures.

12

13 Les lignes directrices émises dans la décision E.B.O. 188 de la CEO ne précisent pas
14 quelle méthode est employée pour l'évaluation de ce montant.

15 Par ailleurs, la plupart des utilités appliquent des frais généraux aux projets. Ceux-ci
16 correspondent généralement à un pourcentage des coûts d'immobilisation et prennent
17 compte de dépenses corporatives non directement liés aux projets.

18 « All of the utilities surveyed incorporate overhead costs into cost calculations. These
19 overheads include administrative & general (A&G), management and engineering
20 expenses. While FEI uses an overhead adder of 23%, the range for the utilities surveyed

¹² FortisBC Energy Inc. (FEI), 2015 System Extension Application, 2014 Main extension report, section 4, page 18

¹³ E.B.O.188, page 14

1 *run from 9% up to an estimated 50-100%. Note that these will vary considerably based on*
2 *the accounting practices of each utility and what is included in various accounts. Some*
3 *utilities may include engineering and management costs in the prices for extensions while*
4 *others may only look at material and direct installation costs.*¹⁴

5 Ce bref tour d'horizon permet de dégager que certaines dépenses d'exploitation
6 (*incremental operation and maintenance costs*) sont généralement prises en compte dans
7 l'établissement du test de rentabilité des projets d'investissement. Ces coûts d'exploitation
8 sont récupérés à la fois par les frais généraux et par un coût marginal d'opération.

9 Même si certains distributeurs gaziers canadiens publient les coûts marginaux d'opération
10 appliqués à l'évaluation de la rentabilité des projets d'extension, la méthode utilisée pour
11 l'estimation de ce montant semble être à leur discrétion et n'est pas visée par les lignes
12 directrices portant sur l'extension de réseaux (*line extension policies*).

13 **2.2 La définition du coût marginal utilisé aux fins de l'évaluation des projets** 14 **d'extension**

15 L'analyse de rentabilité de chaque projet d'extension de Gaz Métro intègre ce qui est
16 appelé un « coûts d'opération » qui réfère aux coûts qui découlent de l'ajout d'un client
17 mais exclut tous les coûts liés aux immobilisations ainsi que les frais généraux liés au
18 projet. Dans sa preuve, Gaz Métro réfère au coût d'opération comme étant « *l'ensemble*
19 *des coûts que l'on peut associer au client, une fois qu'il accepte de devenir client chez*
20 *Gaz Métro. Il est constitué des coûts marginaux qu'il engendre et des coûts internes*
21 *afférents à l'entretien de ses installations et aux services qui lui sont fournis*
22 *directement* »¹⁵.

23 On utilise aussi le terme « coût marginal de long terme » dans le cadre du présent dossier
24 pour désigner ce coût unitaire d'opération. L'ACIG comprend toutefois que le coût auquel
25 réfère la présente demande ne correspond pas au coût marginal de long terme défini par
26 la théorie économique mais plutôt aux coûts d'exploitation additionnels (*incremental*
27 *operation and maintenance costs*), non liés aux immobilisations et non pris en compte
28 dans les frais généraux, découlant de l'ajout de nouveaux clients suite à la réalisation du
29 projet.

¹⁴ FortisBC Energy Inc. (FEI), 2015 System Extension Application, appendix A, page 15

¹⁵ R-3879-2014, Gaz Metro 17, document 4, page 5.

1 En réponse à l'ACIG, le Dr Overcast confirme que ce coût unitaire d'opération se distingue
2 du coût marginal de long terme pour des fins de tarification qui englobe l'ensemble des
3 coûts de production du distributeur qui varient dans le long terme.

4 *“Please remember that in economic theory marginal cost is the first derivative of a continuous*
5 *total cost function with respect to output. Utility cost functions are not continuous because of*
6 *lumpy additions, technological changes and sunk costs that render the long-run cost of market*
7 *models impossible since no period is long enough to make all costs variable when plant is*
8 *added discreetly over time to provide capacity. We have used a reasonable process to address*
9 *these constraints but also recognize inadequacies of long-run marginal cost estimates of*
10 *O&M.”¹⁶*

11 L'ACIG estime que le terme attribué au coût visé par la présente demande soit « le coût
12 marginal de long terme » peut porter à confusion étant donné que c'est un terme qui est
13 communément utilisé en théorie économique pour désigner la variation du coût total de
14 production, incluant le coût des immobilisations, découlant d'une infime variation dans la
15 quantité produite. L'estimé de 157 \$ utilisé depuis 2013 dans l'évaluation de la rentabilité
16 des projets a été dérivé à partir d'une étude portant sur la productivité totale des facteurs
17 de production.

18 L'ACIG comprend, sur la base de ces observations, que le coût marginal dont il est
19 question dans le présent dossier correspond aux dépenses d'exploitation
20 supplémentaires générées par l'ajout de clients au moment de la réalisation d'un projet
21 d'extension en particulier. Ce sont des dépenses d'exploitation qui sont encourues en sus
22 des « frais généraux » qui sont pris en compte comme dépenses capitalisables dans
23 l'évaluation des projets. Les frais généraux prennent compte de dépenses d'exploitation
24 non directement liées au projet. Le coût marginal d'opération correspond donc aux
25 charges d'exploitation en sus des frais généraux.

26 **2.3 Les coûts composant le coût marginal d'opération**

27 La liste des coûts que Gaz Métro propose considérer dans l'établissement du coût
28 marginal d'opération est la même que celle produite dans le cadre de la cause tarifaire
29 2015¹⁷. Cette liste inclut des coûts ayant trait aux services administratifs, à la lecture de

¹⁶ B-0207, page 2

¹⁷ R-3879-2014, B-0154, Gaz Metro 17, document 4, page 3

1 compteurs ainsi qu'à l'inspection et l'entretien des branchements. L'ACIG estime qu'il y a
2 lieu de s'assurer que ces dépenses ne sont pas aussi capitalisées à titre frais généraux.

3 Dans le cadre du rapport annuel 2013, Gaz Métro a produit une description de la
4 méthodologie de calcul des frais généraux imputés aux projets d'investissement. Le calcul
5 de ces frais généraux repose sur les dépenses d'opération par centre de coûts de
6 l'entreprise.

7 « le montant annuel des frais généraux capitalisés prévus est déterminé. Il correspond à
8 la somme de :

9 Dépenses d'opération par centre de coûts X Taux de capitalisation du centre de coûts.

10 Finalement, un taux annuel de frais généraux capitalisé est établi :

11 \$ Frais généraux capitalisés prévus + 20 % de l'amortissement capitalisés des
12 véhicules Investissements prévus » ¹⁸ (Notre souligné)

13 Dans le cadre de la cause tarifaire 2009, Gaz Métro a produit une liste des centres de
14 coûts qui sont pris en compte dans l'établissement des frais généraux (voir annexe 1).
15 Cette liste témoigne du fait que des dépenses administratives non directement liées au
16 projet sont déjà prises en comptes dans l'analyse de rentabilité. Il s'agit, par exemple, de
17 dépenses liées à la comptabilité, au contrôle des coûts et à certains services administratifs
18 ainsi que des dépenses liées à l'entretien du réseau. Il y a lieu de s'assurer que le coût
19 d'opération par client n'inclut pas des montants qui sont déjà pris en compte dans les frais
20 généraux capitalisés.

21 Tel qu'indiqué plus haut, certains coûts indirects sont déjà pris en compte dans l'étude de
22 rentabilité par le biais des frais généraux. Il est important que ces coûts ne soient pas
23 ajoutés de nouveau au coût marginal d'opération.

24 Par exemple, la liste des dépenses assujetties aux frais généraux capitalisés, produite à
25 l'annexe 1, inclut plusieurs centres de coûts (colonne CC du tableau en annexe) qui ont
26 trait à l'opération et la maintenance des branchements, compteurs et conduites. Il y a lieu
27 de s'assurer les coûts liés à l'entretien des compteurs et branchements ne sont pas
28 considérés à la fois dans l'établissement des frais généraux et dans l'établissement du
29 coût marginal d'opération dans le calcul de la rentabilité.

¹⁸ R-3871-2013, B-0126, Gaz Métro 52, Document 1, page 39

1 L'ACIG estime qu'il est important de s'assurer que les coûts considérés pour
2 l'établissement du coût marginal d'opération ne soient pas aussi pris en compte au
3 moment de l'établissement des frais généraux imputés à chaque projet. L'ACIG demande
4 à la Régie d'exiger qu'une démonstration soit faite à cet effet.

5 À cet égard, l'ACIG suggère que la liste de tous les centres de coûts entrant dans
6 l'établissement du taux des frais généraux pourrait être mise à jour. Elle suggère aussi
7 que les centres de coûts se rapportant aux coûts entrant dans le calcul du coût d'opération
8 marginal soient produite. Les deux listes pourraient ainsi être comparées et, le cas
9 échéant, la liste des coûts entrant dans l'établissement du coût d'opération marginal,
10 pourrait être ajustée.

11 **2.2 La méthodologie utilisée pour estimer le coût marginal d'opération**

12 Pour son estimation du coût d'opération unitaire, Gaz Métro a procédé à une consultation
13 auprès des différents département à l'interne. Des entrevues ont eu lieu avec des
14 gestionnaires de différentes divisions pour évaluer quels sont les différents centres de
15 coûts qui sont affectés par l'ajout de nouveaux clients. Gaz Métro a dégagé de cet effort
16 un estimé des coûts générés par l'ajout de clients. Le résultat de cet exercice a ensuite
17 été revu par le Dr Overcast dans le cadre de son mandat. Celui-ci estime que l'approche
18 utilisée par Gaz Métro est valable et qu'elle mène à des résultats qui tiennent compte de
19 trois segments de marché du distributeur ainsi que de l'évolution du coût unitaire dans le
20 temps comme ils le devraient.

21 Le Dr Overcast propose de retirer certains coûts de la liste des coûts à considérer dans
22 l'établissement du coût marginal d'opération étant donné que ceux-ci ne sont pas affectés
23 par l'ajout de nouveaux clients. Le Dr Overcast indique que la plupart des coûts
24 d'exploitation ne varient pas en fonction du nombre de clients et n'intervient pas dans
25 l'estimation du coût d'opération.

26 « most of the costs are fixed over wide ranges of customer additions and hence are not
27 relevant to the added costs of attaching new customers.”¹⁹

¹⁹ B-0207, page 2

1 À l'issue de cet exercice, Gaz Métro propose l'établissement de bornes fixant un coût
2 minimal et maximal pour la première année et les années subséquentes ainsi que pour
3 les trois différents segments de marché.

4 **Coût marginal d'opération**

Marché	Année 1		Année 2 et suivantes	
	Coûts 2014 min	Coûts 2014 max	Coûts 2014 min	Coûts 2014 max
Résidentiel	55,88 \$	409,33 \$	9,10 \$	369,60 \$
CII	90,41 \$	452,93 \$	10,11 \$	370,61 \$
VGE	390,70 \$	735,21 \$	326,74 \$	702,12 \$

5

6 Source : B-0209, page 2

7 Gaz Métro précise que chaque analyse de rentabilité sera effectuée en utilisant un coût
8 marginal reflétant les caractéristiques spécifiques des nouveaux clients. Le coût minimal
9 pour chaque item sera utilisé à moins que les caractéristiques spécifiques des nouveaux
10 clients ne dictent l'utilisation de la borne maximale.

11 Outre les réserves énoncées à la section 2.1, l'ACIG appuie l'approche proposée par Gaz
12 Métro pour l'établissement du coût marginal d'opération. Le fait d'utiliser des balises
13 minimales et maximales, tel que proposé, ainsi que le fait de segmenter les trois grands
14 marchés du distributeur, mènera à des évaluations de la rentabilité plus justes.

15 **2.3 Impact de la méthode proposée**

16 En réponse à une demande de renseignement de l'ACIG, Gaz Métro a produit de détail
17 de son analyse de rentabilité relative au projet d'extension de réseau à Drummondville
18 (R-3991-2016) utilisant l'approche proposée pour l'évaluation du coût marginal
19 d'opération. Ce projet vise l'extension du réseau pour connecter un seul grand client
20 consommateur au réseau de distribution. Les résultats de l'analyse démontrent que les
21 changements proposés auraient eu l'effet de faire diminuer le TRI du projet de 6,01 % à
22 5,89 %²⁰ et de retarder le point mort tarifaire de 2 années environ. Pour son évaluation,
23 Gaz Métro a substitué un coût d'opération de 2 640 \$ pour la première année et 2 560 \$
24 pour les années qui suivent au coût de 157 \$ par année qui est présentement utilisé. La

²⁰ B-0207, page 6

1 simulation produite démontre qu'une augmentation, même substantielle, du coût marginal
2 d'opération a un impact, somme toute, plutôt faible sur le TRI et les autres résultats de
3 l'étude de rentabilité.

4 Les frais généraux corporatifs pour ce projet sont évalués à 235 445 ²¹\$ soit à 14,53 %
5 des coûts d'immobilisation. L'ACIG soumet que l'unique client que concerne ce projet
6 d'extension à Drummondville se voit attribuer un montant déjà élevé pour les services
7 corporatifs. Tel qu'exprimé à la section 2.1, il est important, au nom du principe d'équité,
8 de s'assurer que les 2 560 \$ additionnels pour couvrir les dépenses d'exploitation qui
9 s'ajoutent aux 235 445 \$ déjà pris en compte pour couvrir les frais d'exploitation, ne se
10 rapportent pas aux mêmes dépenses.

11 L'ACIG soumet aussi, de façon incidente, qu'elle ne comprend pas pourquoi le coût
12 marginal d'opération utilisé pour la simulation est supérieur à la borne maximale fixée à
13 702,12 \$ pour les clients VGE qui est indiquée dans la preuve²². Elle demandera des
14 précisions sur cette question au cours de l'audience.

²¹ Les frais généraux corporatifs correspondent à 14,53 % de la valeur des immobilisations pour ce projet.

²² B-0145, page 11

1

2 ANNEXE1

3 L'extrait qui suit est tiré de R-3662-2008, Gaz Métro – 7, Document 3.1 Page 2 de 3 :

La prévision 5/7 2008 a été élaborée de façon détaillée, en fonction du budget des dépenses d'opération de chaque centre de coûts. Le tableau suivant expose le calcul des frais généraux ainsi établis :

Analyse de la prévision 5/7 2008 des FGC							
CC	Description	Dépenses assujetties			FGC 30/09/2008		
		Salaires	Av. Soc.	Autres Dépenses	Total	% FGC	\$\$\$FGC
10018	Bureau de contrôle	1 134 553	258 695	19 600	1 412 849	40,1%	566 552
10026	Comptabilité	659 892	184 590	(52 900)	791 542	14,1%	111 607
10027	Contrôle des coûts	745 414	208 716	12 560	966 690	83,0%	802 353
12200	Services administratifs et suivi	393 335	109 574	25 050	527 959	50,0%	263 979
14002	Ingénierie et environnement	1 243 848	337 705	335 865	1 917 418	59,4%	1 138 946
14012	Gestion du transport	2 000 586	526 760	4 201 980	6 729 326	35,2%	2 368 723
14014	Aprov., biers & service Corp	618 774	170 065	(99 350)	689 489	48,5%	334 402
14015	CCD et outils	559 503	153 229	351 745	1 064 477	80,0%	851 581
14016	Logistique	368 848	98 293	24 525	491 666	76,3%	375 142
14018	Administration Est - Mtl	994 988	270 925	99 400	1 365 313	21,0%	286 716
14022	Administration Montérégie	616 747	171 388	38 851	826 986	30,8%	254 712
14026	Administration Estrie	533 755	145 692	48 783	728 230	17,2%	125 256
14031	Administration Ouest - Mtl	983 215	268 643	51 770	1 303 628	33,1%	431 501
14035	Administration Laurentides	539 753	147 911	77 700	765 364	35,7%	273 235
14039	Administration Abitibi-Témiscamingue	272 190	70 781	70 396	413 367	2,5%	10 334
14057	Administration Québec	532 679	139 408	66 967	739 054	16,0%	118 249
14061	Administration Maurice	481 697	129 471	62 250	673 418	7,8%	52 527
14065	Admin.Saguenay-Lac St-Jean	455 915	116 812	63 801	636 528	8,9%	56 651
14075	Administration mesurage	642 043	178 244	4 555	824 842	20,4%	167 860
	Sous-total	13 777 735	3 684 864	5 403 548	22 866 147	37,6%	8 590 325
12037	Construction acq. Client.			72 089	72 089	99,4%	71 671
14003	Ing. Projets majeurs			201 080	201 080	16,2%	32 535
14005	Administration géomatique			75 300	75 300	33,7%	25 399
14009	Mesurage			231 300	231 300	36,5%	84 471
14010	Qualité-Recyclage			45 850	45 850	79,8%	36 602
14020	Réseau Mtl-Est			123 612	123 612	21,7%	26 824
14021	Services Techniques Est - Mtl			123 610	123 610	20,7%	25 587
14024	Réseau Montérégie			145 120	145 120	15,2%	22 044
14025	Services Techniques Montérégie			66 927	66 927	45,5%	30 465
14028	Réseau Estrie			171 243	171 243	17,5%	29 985
14029	Services Techniques Estrie			14 881	14 881	40,0%	6 045
14033	Réseau Ouest - Mtl			109 720	109 720	13,2%	14 527
14034	Services Techniques Ouest - Mtl			109 720	109 720	30,3%	33 212
14037	Réseau Laurentides			186 700	186 700	13,3%	24 775
14038	Services Techniques Laurentides			103 850	103 850	42,9%	44 572
14041	Réseau Abitibi			90 400	90 400	30,1%	27 201
14044	Réseau - Amélioration du réseau			103 400	103 400	73,1%	75 575
14045	Mécanique tuyauterie - Amélioration du réseau			103 400	103 400	68,0%	70 271
14046	Soudure - Amélioration du réseau			74 500	74 500	67,6%	50 355
14048	Construction			57 540	57 540	83,0%	47 758
14052	Protection Cathodique			112 122	112 122	63,1%	70 715
14053	Transmission			89 702	89 702	25,5%	22 901
14059	Réseau Québec			218 100	218 100	18,5%	40 414
14060	Services Techniques Québec			27 600	27 600	66,4%	18 329
14063	Réseau Maurice			111 050	111 050	19,8%	21 999
14064	Services Techniques Maurice			13 329	13 329	45,4%	6 053
14067	Réseau Saguenay-Lac St-Jean			118 385	118 385	14,1%	16 728
14068	Services Techniques Saguenay-Lac St-Jean			28 484	28 484	22,0%	6 252
14080	Exploit - Est Gr 3			123 612	123 612	19,5%	24 080
14081	Gestion projets majeurs			6 700	6 700	100,0%	6 700
14085	Exploit acq Gr 3 Ouest			111 410	111 410	26,9%	29 992
	Sous-total			3 170 736	3 170 736	32,9%	1 044 035
	Total				26 036 883	37,0%	9 634 360

4