

December 2, 2014

Ms. Kirsten Walli
Board Secretary
Ontario Energy Board
2300 Yonge Street, 27th Floor
Toronto, ON M4P 1E4

Dear Ms. Walli:

RE: EB-2014-0012 - Union Gas Limited –Undertaking Responses J2.1 to J2.5

Please find attached Union's responses to Undertakings J2.1 through J2.5 in the above captioned proceeding.

Yours truly,

[Original signed by]

Karen Hockin
Manager, Regulatory Initiatives

Cc: EB-2014-0012 Intervenors
Charles Keizer, Torys
Mark Kitchen, Union

UNION GAS LIMITED

Undertaking of Mr. Tetreault
To Dr. Higgin

To confirm the maximum liquefaction volume, and the incremental amount.

To forecast the incremental O&M required at Hagar, a maximum liquefaction quantity of 1,095,984 GJ was determined based on 344 potential days of liquefaction and the daily average production rate of 3,186 GJ.

Contractor, technician and materials expenses were then forecasted at this maximum production rate. The incremental expenses above Board approved were then prorated based on the yearly liquefaction forecast as a percentage of the incremental capacity available (column c line 1 of Attachment 1).

Electricity expenses were estimated based on testing conducted by Engineering and increased boil-off due to the new truck loading. Compressor fuel costs were based on incremental compressor fuel requirements of 23 TJ, 70 TJ and 90 TJ for 2016, 2017 and 2018, respectively, and the January 2014 QRAM cost of gas of approximately \$5.00 per GJ.

The detailed derivation of the incremental Project O&M costs is provided at Attachment 1.

UNION GAS LIMITED
Derivation of Variable Hagar O&M Costs

Line No.	Particulars (\$000's)	Maximum O&M (1) (a)	2013 Board-Approved (b)	Difference (c) = (a - b)	2016 (d)	2017 (e)	2018 (f)
1	Liquefaction Volumes (PJ) (2)	1,095,984	104,000	991,984	152,640	474,880	610,560
2	Liquefaction % (line 1/column c)				15%	48%	62%
	Variable O&M Costs (3)						
3	Contractor Expenses	120	42	78	12	37	48
4	Technician Expenses	250	137	113	17	54	70
5	Materials	526	261	265	41	127	163
	Total	<u>896</u>	<u>440</u>	<u>456</u>	<u>70</u>	<u>218</u>	<u>281</u>
6	Electricity - Liquefaction (4)				13	41	53
7	Compressor Fuel (5)				111	346	445
8	Total				<u>195</u>	<u>606</u>	<u>779</u>

Note:

- (1) Total Hagar Liquefaction costs assuming maximum liquefaction capacity of 1.096 PJ (3,186 GJ/d x 344 days).
- (2) Forecast liquefaction sales activity at column (d), (e) and (f), as per Exhibit A, Tab 2, Schedule 5, Updated.
- (3) Variable costs provided at column (c) calculated in proportion to line 2.
- (4) Estimated electricity costs of approximately \$0.00009/GJ. Based on testing conducted by Engineering and increased boil-off due to the new truck loading.
- (5) Based on the estimated compressor fuel quantities of 23 TJ, 70 TJ and 90 TJ for 2016, 2017 and 2018, respectively, and the January 2014 QRAM cost of gas of approximately \$5.00 per GJ.

UNION GAS LIMITED

Undertaking of Mr. Tetreault

To Dr. Higgin

To make best efforts to provide a copy of the Quebec decision cited by KPMG, in English if possible.

The citation highlighted in the footnote on page 6 of the KPMG report is a document from a Gaz Métro (GMi) submission (pg. 65 of 71). It is not a decision issued by the Régie de l'énergie ("Régie") as requested by Energy Probe. An English version of this document is not available. The GMi submission is attached.

**DEMANDE D'AMÉNAGEMENTS DES MODALITÉS DE MISE EN
OEUVRE DU MODÈLE RETENU PAR LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE DANS
SA DÉCISION D-2010-144 À L'ÉGARD DE L'ACTIVITÉ GNL ET QUI
DÉCOULENT D'ÉLÉMENTS ADDITIONNELS DE NATURE
OPÉRATIONNELLE ET COMMERCIALE**

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION.....	4
1. AMÉNAGEMENTS AU MODÈLE RETENU PAR LA RÉGIE	5
1.1. Coûts d'achat du gaz naturel destiné à être liquéfié.....	6
1.2. Coûts liés à l'utilisation de l'usine LSR	8
1.2.1. Données sur les capacités de chaque activité de l'usine LSR	10
1.2.2. Répartition des coûts de l'usine LSR	14
1.2.3. Coûts unitaires moyens et coût d'utilisation pour le « client » GNL.....	16
1.3. Coûts liés au remplacement des outils d'approvisionnement.....	16
2. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE	20
2.1. Coûts liés à la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage et la distribution	23
2.1.1. Fourniture et compression.....	23
2.1.2. Transport	23
2.1.3. Équilibrage	23
2.1.4. Distribution	24
2.2. Revenu plafond.....	24
2.3. Revenu requis	25
2.4. Modalités contractuelles et opérationnelles.....	27
2.5. Processus de suivi en cours d'année	28
2.6. Rapport annuel.....	29
2.7. Facturation au « client » GNL	31
CONCLUSION	33
ANNEXE A – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 2 Mm³	34
ANNEXE B – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 10 Mm³	43
ANNEXE C – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 24 Mm³	52
ANNEXE D – DÉPENSES D'IMMOBILISATION DE L'USINE LSR PAR TYPE D'ACTIVITÉ	61

ANNEXE E – SUIVI DES NIVEAUX D'INVENTAIRES DE L'USINE	
LSR	62
ANNEXE F – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 12 Mm³	64
ANNEXE G – EXEMPLE AU RAPPORT ANNUEL	68

1 INTRODUCTION

2 Dans le cadre de ses activités, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) participe
3 activement au développement d'un nouveau marché au Québec et ailleurs, soit celui de vendre
4 à des tiers du gaz naturel liquéfié par l'intermédiaire de sa filiale, Gaz Métro Solution Transport
5 (GMST), ci-après identifiée comme le « client » GNL.

6 Dans le cadre de ses activités de distribution, une première requête a été déposée le 31 mars
7 2010, dans l'objectif de faire approuver une méthode de calcul des coûts à facturer pour
8 l'utilisation de l'usine LSR à sa filiale non réglementée. Par sa décision D-2010-057, la Régie de
9 l'énergie (la Régie) déclarait la demande irrecevable telle que libellée dans la mesure où elle n'a
10 pas la juridiction sur l'activité de vente de GNL et demandait à Gaz Métro de déposer, lors de la
11 cause tarifaire et du dossier d'examen du rapport annuel, les informations requises spécifiées
12 dans la décision.

13 À la suite de cette décision, Gaz Métro a alors présenté, dans la Cause tarifaire 2011, le modèle
14 qu'elle envisageait relativement à l'établissement des coûts associés au développement de ce
15 nouveau segment de marché. Ce modèle considérait une partie de l'activité GNL, comme une
16 activité réglementée et le traitement des coûts liés à l'utilisation de l'usine LSR (Liquéfaction,
17 Stockage -ou entreposage- et Regazéification) comme une activité non réglementée.

18 La Régie, dans sa décision D-2010-144¹, n'a pas retenu ce modèle proposé par Gaz Métro en
19 spécifiant qu'elle considère que l'usine LSR est un tout indissociable et en réitérant d'entrée de
20 jeu, comme dans la décision D-2010-057, que la vente de GNL à un tiers est une activité non
21 réglementée.

22 **« La Régie ne retient pas le modèle proposé par Gaz Métro. Elle considère que l'usine LSR**
23 **est un tout indissociable ainsi qu'un actif réglementé alimenté et opéré par le distributeur**
24 **pour assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients. C'est donc Gaz Métro, dans**
25 **ses activités réglementées au Québec, qui reçoit le gaz naturel à l'usine LSR, le liquéfie,**
26 **l'entrepouse et le regazéifie lorsque les besoins de la clientèle régulière le justifient. »**

27 Avec la décision D-2010-144, elle établit donc ainsi les principes d'un nouveau modèle avec
28 une approche spécifique quant au traitement des coûts liés à la vente de GNL dont, entre
29 autres, l'application des coûts moyens pour deux activités de l'usine LSR, l'entreposage et la
30 liquéfaction et en demandant d'allouer au « client » GNL la portion des coûts de l'usine LSR

¹ D-2010-144, R-3720-2010 Phase 2, page 43, paragraphes 186 et 187

1 attribuable au service d'entreposage au prorata du volume annuel requis pour ce « client » sur
2 la capacité totale d'entreposage de l'usine.

3 Elle demande également de facturer le coût des mesures supplémentaires que Gaz Métro
4 devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle réglementée,
5 de manière à ce que ces derniers aient la même garantie de service que si l'usine LSR leur était
6 entièrement réservée.

7 De plus, en demandant de déduire du revenu requis l'ensemble des coûts de l'activité GNL,
8 incluant le coût des composantes Fourniture, Compression, Transport et Équilibrage, le
9 « client » GNL, puisqu'il n'est pas considéré comme un client réglementé, ne peut pas se
10 prévaloir de son droit de choisir son fournisseur pour les services non exclusifs offerts par le
11 distributeur. Les coûts de distribution doivent également être déduits du revenu requis et non
12 être traités comme un revenu supplémentaire à l'activité réglementée selon les tarifs en vigueur.

13 Finalement, dans sa décision D-2010-057, la Régie mentionne :

14 *« Toutefois, la vente de GNL par Gaz Métro à sa filiale devra se faire sans interfinancement de la*
15 *part ou envers les clients des services réglementés. »*

16 Compte tenu que l'établissement des coûts proposé par Gaz Métro reposait sur un modèle
17 différent de celui considéré par la Régie, il y a lieu de considérer des éléments additionnels qui
18 n'avaient pas été présentés dans les dossiers antérieurs en conservant à l'esprit, cependant,
19 les grands principes retenus par la Régie dans ses décisions antérieures. Cette preuve a donc
20 pour but premier de soumettre des éléments additionnels d'ordre principalement commercial et
21 opérationnel afin d'obtenir certains aménagements aux modalités de mise en œuvre du modèle
22 retenu par la Régie, plus spécifiquement pour établir, et traiter éventuellement dans le cadre
23 des dossiers tarifaires et des rapports annuels, les coûts d'achat du gaz naturel destiné à être
24 liquéfié, les coûts liés à l'utilisation de la fonction d'entreposage et les coûts liés au
25 remplacement des outils d'approvisionnement.

26 **1. AMÉNAGEMENTS AU MODÈLE RETENU PAR LA RÉGIE**

27 La présente section a pour but de présenter les éléments additionnels de nature principalement
28 opérationnelle et commerciale influençant les modalités à retenir afin d'évaluer les montants à
29 facturer au « client » GNL, considérant les récentes décisions de la Régie et les grands
30 principes établis par celle-ci. Ces éléments, bien qu'existants au moment de la présentation de

1 la preuve du dossier tarifaire 2011, n'ont pas été portés à l'attention de la Régie puisqu'ils
2 n'influençaient pas, selon Gaz Métro, les résultats du modèle alors proposé par celle-ci. Ainsi,
3 Gaz Métro propose dans le dossier présent, trois aménagements qui non seulement respectent
4 les grands principes établis par la Régie, mais qui en permettent une meilleure atteinte,
5 notamment en faisant tendre le plus possible l'interfinancement vers 0, permettant ainsi une
6 équité encore plus grande entre la clientèle réglementée et le « client » GNL.

7 Entre autres, à titre d'éléments additionnels qui n'étaient pas présentés dans les dossiers
8 antérieurs par Gaz Métro, trois scénarios de ventes de GNL différents sont présentés aux
9 annexes A, B et C pour des volumes respectifs de 2 10⁶m³, 10 10⁶m³ et 24 10⁶m³. Ceux-ci
10 permettront à la Régie de mieux apprécier l'effet des trois aménagements demandés au modèle
11 retenu dans le cadre de ses décisions.

12 **1.1. Coûts d'achat du gaz naturel destiné à être liquéfié**

13 Dans les deux dossiers présentés antérieurement (R-3720-2010 et R-3727-2010),
14 Gaz Métro avait posé comme hypothèse de départ que le « client » GNL utiliserait son
15 service de fourniture (gaz de réseau) telle que la pratique usuelle le prescrit en l'absence
16 d'information à l'effet contraire de la part de nouveaux clients. Considérant le modèle
17 proposé, Gaz Métro n'avait pas souligné l'importance commerciale que le « client » GNL
18 puisse opter entre son service de fourniture et le service de fourniture d'un fournisseur
19 d'énergie, tel que le permettent les *Conditions de service et Tarif* qui s'appliquent à tout
20 client de Gaz Métro dans le cadre de ses activités réglementées.

21 Par sa décision D-2010-144, la Régie a implicitement écarté la possibilité que le « client »
22 GNL soit un client réglementé assujéti aux *Conditions de service et Tarif* en ce qui a trait à
23 l'ensemble des services offerts dont le service de fourniture du gaz naturel, concluant plutôt
24 que Gaz Métro vendait du GNL au « client » GNL à un prix équivalent au coût moyen de la
25 fourniture.

26 Ce faisant, le « client » GNL se trouve à devoir payer l'équivalent d'un tarif de fourniture de
27 gaz naturel réglementé par la Régie sans disposer notamment de la possibilité de fournir à
28 Gaz Métro le gaz naturel qui sera liquéfié pour ses besoins en l'achetant d'un fournisseur
29 d'énergie de son choix :

30 « [...] En demandant, dans la décision D-2010-057, de déduire du revenu requis l'ensemble
31 des coûts de l'activité GNL, incluant le coût des composantes fourniture, compression,

1 transport et équilibrage, la Régie considère que ces coûts sont encourus par le distributeur,
2 ce qui implique que c'est ce dernier qui fournit l'alimentation en gaz naturel de l'usine LSR et
3 non pas un tiers. » (nos soulignés)

4 Autant dans la preuve déposée le 31 mars 2010, que celle déposée dans la Cause tarifaire
5 2011 (Gaz Métro-13, Document 18), Gaz Métro n'a pas insisté sur l'importance, pour le
6 « client » GNL, de pouvoir bénéficier de cette flexibilité. Toutefois, compte tenu de la
7 décision D-2010-144 de la Régie, Gaz Métro croit qu'il y a lieu d'élaborer davantage sur le
8 sujet en expliquant l'importance commerciale que revêt cette option pour le « client » GNL.

9 L'option de pouvoir choisir et négocier avec un fournisseur de son choix est essentielle pour
10 le « client » GNL en ce qu'elle lui offre un levier lui permettant d'offrir aux utilisateurs ultimes
11 du GNL de la valeur ajoutée et des caractéristiques lui permettant de mieux compétitionner
12 les autres formes d'énergie. Ce choix relatif à une composante importante de son produit
13 offert est, entre autres, nécessaire car il pourrait même avoir une conséquence directe sur
14 le prix du GNL vendu aux utilisateurs ultimes.

15 À titre d'exemples, sans cette opportunité, le « client » GNL pourrait se voir confronté aux
16 enjeux suivants :

- 17 • Incapacité de négocier avec certains producteurs afin d'obtenir des prix au niveau de la
18 molécule de gaz naturel qui sont indexés en fonction du diesel ou encore fixés pour un
19 certain terme; et
- 20 • Incapacité de s'approvisionner en biométhane et donc d'offrir un gaz caractérisé plus
21 « vert » ou écologique, permettant de réduire davantage les émissions de gaz à effet de
22 serre.

23 Par conséquent, Gaz Métro souhaite pouvoir offrir au « client » GNL la possibilité de fournir
24 lui-même le gaz naturel qu'elle liquéfiera pour lui. Ce dernier sera libre de s'approvisionner
25 en gaz naturel auprès des fournisseurs d'énergie de son choix, étant entendu que ce choix
26 pourra être exercé selon les instructions de ses propres clients. Dans ce cas, le prix facturé
27 exclura les composantes de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression.

28 Gaz Métro souligne également qu'il n'y a aucun impact financier pour le reste de la clientèle
29 de distribution à offrir ou non ce choix en matière d'approvisionnement au « client » GNL. Il
30 n'y a donc pas lieu dans ce contexte, selon Gaz Métro, de limiter les choix accessibles à ce
31 niveau au « client » GNL. Tel que mentionné à la section 1.2.2, si le « client » GNL choisit le

1 service du distributeur (gaz de réseau), il assumera les coûts reliés au maintien des
2 inventaires, comme tout autre client régulier. S'il choisit d'être en achat direct (sans transfert
3 de propriété), il assumera lui-même le financement de son gaz naturel entreposé.

4 Un autre élément à considérer est le fait que le gaz naturel en inventaire n'est pas composé
5 uniquement de gaz de réseau. Il en est de même pour l'ensemble des sites d'entreposage
6 de Gaz Métro. En effet, l'ensemble de la clientèle (gaz de réseau et achat direct) se partage
7 les différents inventaires maintenus dans les sites pour répondre au besoin d'équilibrage. Le
8 gaz naturel entreposé ne peut être attribué à une clientèle spécifique, la gestion de
9 l'ensemble est considérée et chacun a sa quote-part des inventaires. Ainsi, le « client »
10 GNL, s'il choisit d'être en achat direct, livrera uniformément son gaz naturel sur l'année.
11 Celui-ci sera alors incorporé à l'ensemble des inventaires de Gaz Métro, en attente d'être
12 éventuellement consommé par le client.

13 Bien que Gaz Métro accepte que l'approvisionnement du « client » GNL soit relié au service
14 de fourniture du distributeur lorsque requis, tel que conclu par la Régie dans sa décision
15 D-2010-144, Gaz Métro demande à la Régie, basé sur les éléments additionnels présentés
16 à la section 1.1 de cette preuve, qu'elle :

- 17 • déclare que Gaz Métro puisse permettre au « client » GNL de s'approvisionner en tout
18 ou en partie en gaz naturel auprès des fournisseurs d'énergie de son choix et, le cas
19 échéant, ne rien lui facturer lorsqu'elle n'aura encouru aucun coût.

20 **1.2. Coûts liés à l'utilisation de l'usine LSR**

21 Dans le dossier R-3727-2010, Gaz Métro avait initialement proposé un mode de répartition
22 des coûts de l'usine LSR sur la base d'un coût moyen unitaire global, à l'exception des frais
23 variables de liquéfaction (essentiellement les coûts d'électricité) qui étaient quant à eux
24 répartis selon une base marginale.

25 Dans sa décision D-2010-144, la Régie acceptait l'idée du calcul d'un coût moyen unitaire
26 mais demandait à Gaz Métro de procéder aux analyses lui permettant d'être plus précise et
27 de calculer un coût moyen pour chacune des fonctions alors identifiées par Gaz Métro, soit
28 la liquéfaction et l'entreposage.

29 À titre d'éléments opérationnels nouveaux à considérer, Gaz Métro tient à soulever qu'une
30 approche plus détaillée, telle que prescrite par la Régie au paragraphe 193 de sa récente

1 décision, nous oblige à considérer :

- 2 • qu'il y a présentement trois activités distinctes à l'usine LSR, soit la liquéfaction,
3 l'entreposage et la regazéification;

4 et qu'en conséquence,

- 5 • il est possible d'évaluer le coût moyen unitaire de chacune de ces activités; et
6 • seulement deux de ces trois activités, soit la liquéfaction et l'entreposage, seront
7 utilisées par le « client » GNL.

8 Dans le but de clarifier l'approche qui sera mise en application à la suite de la décision de la
9 Régie, Gaz Métro tiendra compte des trois types d'activité de l'usine LSR, soit la
10 liquéfaction, le stockage (ou entreposage) et la regazéification. Le processus d'évaluation
11 des coûts à facturer au « client » GNL pour l'utilisation de la capacité de l'usine LSR est le
12 suivant :

- 13 1. Répartition des coûts reliés entre ces trois types d'activité, en distinguant les coûts fixes
14 et les coûts variables;
- 15 2. Établissement d'un coût moyen unitaire pour les activités d'entreposage et de
16 liquéfaction qui doivent être considérées pour fins de facturation au « client » GNL
17 (coûts fixes et variables); et
- 18 3. Évaluation de la portion des coûts attribués au « client » GNL en fonction des coûts
19 unitaires moyens appliqués aux capacités ou quantités de chaque service qui lui sera
20 fourni.

21 Cette approche permet d'identifier spécifiquement les différents coûts reliés à l'utilisation de
22 l'usine LSR en fonction de ses activités distinctes et de les facturer adéquatement selon le
23 cas.

24 Les coûts moyens unitaires sont obtenus en divisant les coûts reliés à chaque type d'activité
25 par un dénominateur particulier à chaque cas qui sera expliqué en détail dans les sections
26 suivantes et présenté aux lignes 1 à 9 du tableau 1 des annexes A, B et C. Ces annexes
27 présentent l'évaluation des coûts unitaires moyens à trois niveaux de ventes de GNL
28 différents.

1 **1.2.1. Données sur les capacités de chaque activité de l'usine LSR**

2 Entreposage

3 Dans le modèle présenté dans le cadre du dossier R-3720-2010, Gaz Métro proposait
4 que les coûts d'entreposage facturés au « client » GNL soient établis en fonction des
5 volumes de GNL consommés en hiver.

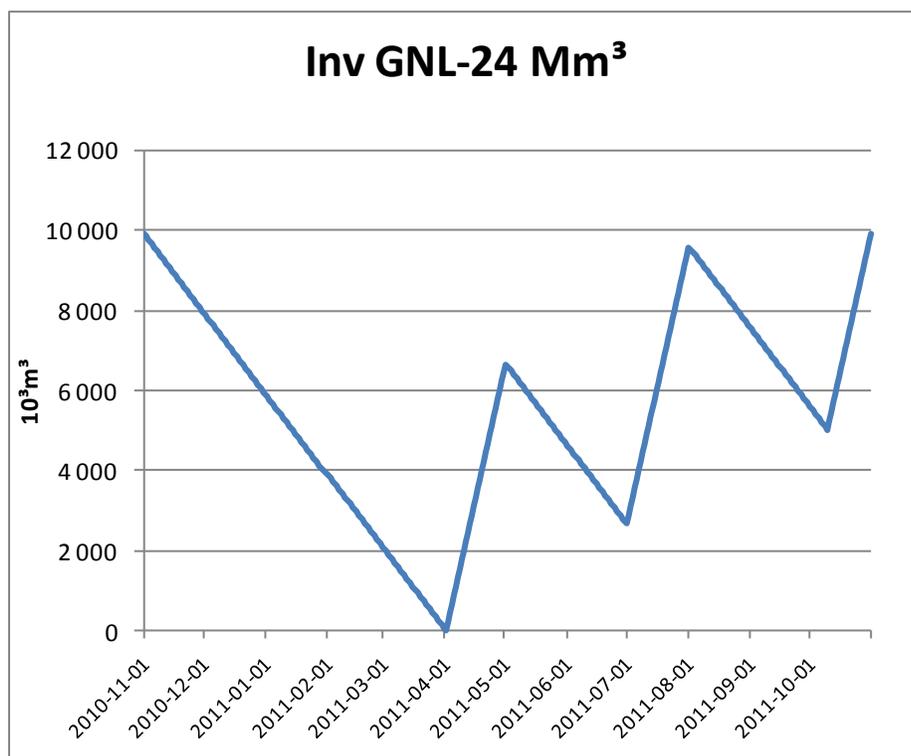
6 Par sa décision D-2010-144, la Régie a rejeté cet aspect du modèle proposé par
7 Gaz Métro, ordonnant que les coûts d'entreposage facturés au « client » GNL soient
8 fonction de la totalité des volumes annuels de GNL consommés, présumant que ces
9 volumes étaient nécessairement entreposés.

10 Considérant le modèle proposé, Gaz Métro n'avait pas mis en preuve le mode annuel
11 d'utilisation de l'espace d'entreposage mis à la disposition du « client » GNL, qui est
12 différent du mode d'utilisation de Gaz Métro. En réalité, le « client » GNL va « cycler »
13 l'espace d'entreposage lui étant réservé en cours d'année, c'est-à-dire qu'il va
14 simplement remplir et vider partiellement cette capacité à plusieurs reprises pendant une
15 même année. Ainsi, dans les faits, le « client » GNL utilise un espace d'entreposage
16 représentant une fraction de sa consommation totale annuelle et non pas sa
17 consommation totale annuelle.

18 Or, il s'agit d'un élément opérationnel additionnel qui est pertinent dans la détermination
19 des modalités de mise en œuvre du modèle retenu par la Régie, tout comme
20 l'hypothèse d'indivisibilité de l'actif.

21 Le graphique ci-dessous illustre le niveau projeté d'inventaire sur une période de
22 12 mois, considérant :

- 23 • le mode annuel prévu d'utilisation de l'espace d'entreposage mis à la disposition
24 du « client » GNL;
- 25 • dans un scénario de consommation annuelle de GNL de 24 10⁶m³; et
- 26 • nécessitant un besoin d'entreposage maximal de l'usine LSR de 10 10⁶m³.



1

2 À titre illustratif, le fonctionnement prévu pour répondre aux besoins du « client » GNL
 3 dans un scénario de consommation de GNL de 24 10⁶m³ par année, en considérant un
 4 profil uniforme de ventes GNL, est décrit dans les paragraphes suivants :

5 • Quotidiennement, sur la période de 12 mois, un retrait de gaz naturel liquide de
 6 65,8 10³m³/jour serait effectué, ce qui représente le remplissage de deux ou trois
 7 citernes cryogéniques par jour;

8 • Du 1^{er} novembre au 31 mars, la totalité des 10 10⁶m³ d'inventaire réservés pour
 9 le « client » GNL aura été utilisée. Ainsi, à partir du 1^{er} avril et ce, pour un mois,
 10 Gaz Métro procédera à une liquéfaction du gaz naturel, à raison de
 11 288,5 10³m³/jour;

12 • Au cours du mois d'avril, 8 654 10³m³ de gaz naturel auront été liquéfiés.
 13 Toutefois, les retraits quotidiens se poursuivant, il restera 6 681 10³m³ en
 14 inventaire, réservés au « client » GNL;

15 • Au 1^{er} juillet, même si l'inventaire réservé au « client » GNL ne sera pas
 16 complètement épuisé, le niveau d'inventaire étant à 2 670 10³m³, Gaz Métro

1 procédera à une deuxième liquéfaction sur les 31 jours, amenant ainsi à
 2 9 575 10³m³ les inventaires au 31 juillet. Ce mois est choisi pour renflouer
 3 l'inventaire de l'entreposage réservé au « client » GNL afin de permettre à
 4 Gaz Métro de liquéfier, le cas échéant, durant les mois d'août et de septembre et
 5 avoir ainsi le niveau maximal d'inventaire requis pour la clientèle réglementée en
 6 date du 30 septembre; et

- 7 • Étant donné que le niveau d'inventaire pour le « client » GNL doit être de
 8 10 10⁶m³ au 31 octobre, une autre période de liquéfaction sera effectuée, sur les
 9 23 derniers jours d'octobre.

10 Dans le scénario tel que décrit précédemment, la capacité d'entreposage moyenne
 11 utilisée au cours d'une année correspondrait à 9,4 % de la capacité totale d'entreposage
 12 de l'usine LSR.

	Capacité d'entreposage utilisée	Ratio vs capacité totale
	<i>10³m³</i>	
Novembre	9 929	16,9%
Décembre	7 956	13,6%
Janvier	5 918	10,1%
Février	3 879	6,6%
Mars	2 038	3,5%
Avril	0	0,0%
Mai	6 681	11,4%
Juin	4 643	7,9%
Juillet	2 670	4,6%
Août	9 575	16,3%
Septembre	7 536	12,9%
Octobre	5 564	9,5%
Moyenne :		9,4%

13

1 Bien que cette approche reflète l'utilisation de la capacité d'entreposage par le « client »
2 GNL, elle ne prend pas en considération cependant la capacité sur laquelle la clientèle
3 réglementée ne pourra plus compter. En effet, la clientèle réglementée voit sa capacité
4 d'entreposage de l'usine LSR effectivement réduite de $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$, soit la capacité
5 maximale d'entreposage au cours d'une année donnée qui sera utilisée pour desservir
6 le « client » GNL. En fonction du présent exemple, sur la période totale de l'hiver, cette
7 situation nécessite de contracter des outils en remplacement pour tenir compte d'une
8 non-disponibilité de $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de capacité d'entreposage pour assurer la sécurité
9 d'approvisionnement.

10 L'exemple d'utilisation de l'usine précédent démontre qu'avec une capacité
11 d'entreposage réservée de $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$ et un « cyclage » approprié de cette capacité via
12 trois mois de liquéfaction, Gaz Métro pourra répondre au besoin annuel de $24 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de
13 ventes de GNL anticipées.

14 Ainsi, pour Gaz Métro, l'activité non réglementée se trouve donc à immobiliser $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$
15 d'entreposage pour les ventes de GNL sur le $58,6 \cdot 10^6 \text{m}^3$ de capacité totale de l'usine
16 LSR correspondant à 17 % de la capacité totale d'entreposage.

17 Concrètement, Gaz Métro conviendra avec le « client » GNL de l'espace d'entreposage
18 qu'il compte utiliser à l'usine LSR pour subvenir à ses besoins et Gaz Métro veillera au
19 respect de l'utilisation de cet espace limité en mettant en place les contrôles
20 nécessaires.

21 Il est clair qu'en tout temps, Gaz Métro sera en mesure de suivre la capacité réellement
22 utilisée par le « client » GNL. Les mesures opérationnelles mises en place, présentées
23 plus en détail à la section 2 de la présente preuve, permettront de suivre distinctement le
24 niveau d'inventaire destiné aux clients réglementés, de celui du « client » GNL. Le
25 « client » GNL s'engagera contractuellement à réserver, pour son utilisation, une
26 capacité spécifique d'entreposage. C'est sur la base de la réservation de la capacité
27 d'entreposage du « client » GNL que le distributeur achètera, si requis, les outils
28 d'approvisionnement supplémentaires pour compenser la perte de capacité de l'usine
29 LSR. Les clients réglementés bénéficieront ainsi de la même sécurité
30 d'approvisionnement que lorsque l'usine LSR leur est entièrement dédiée.

1 Considérant ces éléments opérationnels additionnels, Gaz Métro souhaiterait allouer au
2 « client » GNL la portion des coûts de l'usine LSR attribuable au service d'entreposage
3 au prorata de l'espace maximal qu'il utilisera, sur la capacité totale d'entreposage et a
4 donc retenu cette approche dans le cadre du présent document.

5 Liquéfaction

6 La capacité potentielle de liquéfaction est évaluée en fonction de la période actuellement
7 visée pour cette activité (avril à octobre), multipliée par la capacité maximale quotidienne
8 de liquéfaction (289 10³m³). Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût moyen
9 unitaire des frais fixes de cette activité.

10 La capacité attribuée au « client » GNL correspond à son besoin annuel qui sera
11 effectivement liquéfié à 100 %.

12 La quantité annuelle liquéfiée correspondra ultimement à la quantité réelle liquéfiée sur
13 la période de 12 mois. Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût moyen
14 unitaire des frais variables de cette activité.

15 Regazéification

16 Bien que Gaz Métro ait établi les coûts attribuables à l'activité de regazéification, elle ne
17 traitera pas des coûts moyens unitaires reliés à cette activité dans le cadre de ce dossier
18 étant donné que le « client » GNL n'utilise pas ce type de service et donc qu'il n'a pas à
19 en assumer une partie des coûts.

20 **1.2.2. Répartition des coûts de l'usine LSR**

21 Vous trouverez ci-après des analyses et scénarios de répartition des actifs et coûts
22 reliés à l'usine LSR, en fonction de différents volumes de consommation du « client »
23 GNL qui tiennent compte de l'aménagement proposé par Gaz Métro au niveau du calcul
24 des frais d'entreposage (tableau 1 des annexes A, B et C).

25 Ces analyses permettront de visualiser et de mieux conceptualiser les différentes
26 informations en présentant notamment l'évaluation des coûts qui devraient être facturés
27 au « client » GNL à titre de compensation pour l'utilisation de l'usine LSR selon ces
28 mêmes scénarios.

29 Veuillez noter les faits suivants relativement aux calculs et répartitions effectués :

- 1 • Les coûts de l'usine LSR prévus à la Cause tarifaire 2011 sont utilisés comme
2 base d'analyse et de comparaison (colonne 2 du tableau 1 des annexes A, B et
3 C). Ces coûts sont révisés de façon à refléter l'utilisation additionnelle de l'usine
4 à la suite des ventes de GNL prévues (colonne 3) selon différents scénarios;
- 5 • La colonne 4 des mêmes tableaux présente l'impact sur les coûts de l'usine LSR
6 d'avoir à desservir le « client » GNL;
- 7 • La méthode de répartition des différents coûts entre les activités de liquéfaction,
8 d'entreposage et de regazéification est décrite à la colonne 5;
- 9 • Les colonnes 6 à 10 détaillent, pour chaque type d'activité offert par
10 l'intermédiaire de l'usine LSR, la répartition des coûts fixes et variables. Notez
11 que les coûts généraux ne pouvant être attribués directement à une activité sont
12 considérés au même titre que les coûts fixes, comme devant être répartis au
13 prorata des actifs composant la valeur totale de l'usine LSR, tel que présenté à la
14 ligne 11. Pour plus de détails relativement à la répartition des actifs composant
15 l'usine LSR, veuillez consulter l'annexe D;
- 16 • Notez que l'ajout du « client » GNL génère principalement des coûts additionnels
17 d'électricité à l'usine. Les analyses détaillées effectuées nous démontrent
18 également que certaines autres dépenses, dans une moindre mesure, sont
19 susceptibles de varier; il s'agit des dépenses de salaire et avantages sociaux, de
20 frais reliés aux services d'entretien, des frais relatifs au réfrigérant et des coûts
21 relatifs au gaz naturel; et
- 22 • Le coût total d'utilisation de l'usine, incluant les dépenses d'amortissement, le
23 rendement sur la base de tarification reliée aux coûts non amortis, les impôts et
24 les taxes, est présenté à la ligne 34 du tableau 1 des annexes A, B et C.

25 Il est à noter que Gaz Métro a exclu les coûts de rendement sur l'inventaire de l'usine
26 LSR intégrée à la base de tarification. Dans les dossiers R-3727-2010 et R-3720-2010,
27 Gaz Métro avait considéré dans ses analyses de coûts relatifs à l'usine LSR, le
28 rendement sur la base de tarification totale reliée à l'usine LSR, soit sur les coûts non
29 amortis et le niveau des inventaires à financer. Or, en effectuant une analyse plus
30 détaillée des coûts de l'usine par type d'activité, Gaz Métro a constaté la non-pertinence
31 d'inclure les coûts de rendement sur l'inventaire de l'usine LSR. Selon l'hypothèse que

1 le « client » GNL fournit à Gaz Métro son gaz naturel (équivalent du service sans
2 transfert de propriété), le « client » GNL aura lui-même à financer ce gaz. Ainsi, la
3 clientèle de Gaz Métro ne supportera pas ces coûts et, conséquemment, ils ne seront
4 pas inclus dans la base de tarification. D'autre part, le « client » GNL n'aura pas à
5 supporter une part des inventaires qui appartiennent à la clientèle régulière de
6 Gaz Métro, compte tenu qu'aucune partie de ces inventaires n'est utilisée pour ses
7 besoins propres. Dans une telle situation, il apparaît logique de ne pas considérer les
8 inventaires à financer dans la base de tarification pour fins d'analyse des coûts moyens
9 de l'usine LSR. Sous l'hypothèse que le « client » GNL utilise le service de fourniture du
10 distributeur, il devra alors supporter sa quote-part du maintien des inventaires comme
11 tout autre client de ce service, ce qui sera considéré lors de la facturation des services,
12 au même titre que le coût de la fourniture, du gaz de compression et du transport. La
13 section 2.1 explique le mode d'application de cet élément.

14 **1.2.3. Coûts unitaires moyens et coût d'utilisation pour le « client » GNL**

15 Le coût d'utilisation de l'usine LSR pour le « client » GNL est présenté à la ligne 38 du
16 tableau 1 des annexes A, B et C. Il est calculé en appliquant le coût moyen unitaire de
17 chacune des activités utilisées par le « client » GNL, soit l'entreposage et la liquéfaction,
18 aux capacités ou quantités respectives propres à celui-ci. Ce montant est intégré dans le
19 calcul du revenu requis, en réduction des coûts, lorsque les ventes GNL sont
20 considérées.

21 Gaz Métro demande donc à la Régie, basé sur les éléments additionnels présentés à la
22 section 1.2 de cette preuve, qu'elle :

- 23 • déclare que Gaz Métro doit allouer au « client » GNL la portion des coûts de l'usine
24 LSR attribuable au service d'entreposage au prorata de l'espace maximal qu'il
25 comptera utiliser sur la capacité totale d'entreposage.

26 **1.3. Coûts liés au remplacement des outils d'approvisionnement**

27 Le développement d'un marché de ventes de GNL aura un impact sur la quantité de GNL
28 disponible à l'usine LSR pour la clientèle du service de distribution en hiver. Tel qu'illustrée
29 à la section 1.2.1, une partie de l'entreposage sera utilisée pour desservir le « client » GNL.

30 Cette capacité réservée ne limite nullement la capacité maximale de retrait de
31 5 749 10³m³/jour. Toutefois, la capacité d'entreposage dédiée à la clientèle du service de

1 distribution étant réduite, les outils pour faire face à un hiver extrême sont réduits. Afin de
2 maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle, des capacités additionnelles de
3 transport pourraient être requises, dépendamment du niveau d'entreposage requis par le
4 « client » GNL.

5 La Régie a ordonné que le « client » GNL acquitte tant les coûts liés à l'utilisation des
6 services d'entreposage et de liquéfaction de l'usine LSR que le coût des mesures
7 supplémentaires que Gaz Métro devra mettre en place pour assurer la sécurité
8 d'approvisionnement de la clientèle réglementée, de manière à ce que ces derniers aient la
9 même garantie de service que si l'usine LSR leur était entièrement réservée. Dans sa
10 décision, la Régie semble définir le coût de ces mesures comme étant les coûts de transport
11 supplémentaires encourus par Gaz Métro. Or, la seule façon pratique d'évaluer le coût de
12 ces mesures supplémentaires est de comparer les coûts totaux des services tarifés reliés au
13 plan d'approvisionnement de la clientèle réglementée sans le « client » GNL, aux mêmes
14 coûts en desservant cette fois le « client » GNL.

15 Or, ces coûts supplémentaires peuvent être déterminés dans l'absolu ou de façon relative :

16 a) Dans l'absolu, ils seraient calculés comme étant équivalents aux coûts
17 supplémentaires d'approvisionnement qui seraient encourus pour offrir la même
18 garantie de service à la clientèle que celle dont elle bénéficie lorsque l'usine LSR lui
19 est entièrement dédiée, sans tenir compte des sommes reçues du « client » GNL
20 pour l'utilisation de la capacité de l'usine LSR qui est au bénéfice de la clientèle
21 réglementée; ou

22 b) De façon relative, ils seraient calculés comme étant équivalents aux coûts
23 supplémentaires d'approvisionnement qui seraient encourus pour offrir la même
24 garantie de service à la clientèle que celle dont elle bénéficie lorsque l'usine LSR lui
25 est entièrement dédiée, déduction faite cette fois des sommes reçues du « client »
26 GNL pour l'utilisation de la capacité de l'usine LSR qui est au bénéfice de la clientèle
27 réglementée.

28 Les annexes subséquentes présentent différents scénarios de consommation éventuels du
29 « client » GNL, ainsi que les données nous permettant de visualiser les impacts de ces
30 scénarios sur les coûts totaux des services tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la
31 clientèle réglementée.

1 À l'analyse des données découlant de ces scénarios, il appert que le seul moyen d'éliminer
2 l'interfinancement et ainsi favoriser un traitement équitable tant pour la clientèle réglementée
3 que pour Gaz Métro et sa filiale est d'utiliser la méthode relative. Il faut donc faire en sorte
4 que les sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de l'usine LSR soient
5 considérées aux fins du calcul du coût des mesures supplémentaires que Gaz Métro devra
6 mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle réglementée,
7 de manière à ce que ces derniers aient la même garantie de service que si l'usine LSR leur
8 était entièrement réservée.

9 En effet, une exclusion des sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de l'usine
10 LSR aux fins du calcul du coût des mesures supplémentaires, telle que prévue selon la
11 méthode absolue, résulterait en un interfinancement important par le « client » GNL en
12 faveur de la clientèle réglementée; cette dernière étant compensée financièrement pour
13 l'utilisation par un tiers de l'usine LSR, tout en ayant aucuns frais additionnels à encourir
14 pour le remplacement de ce service.

15 De plus, considérant le principe d'un risque symétrique en accord avec celui d'équité
16 maintes fois énoncés par la Régie, de même que l'exigence d'une absence
17 d'interfinancement tant en faveur de la clientèle réglementée que du « client » GNL mis de
18 l'avant par la Régie dans sa décision D-2010-057, l'interprétation proposée dans le présent
19 dossier implique qu'advenant que les coûts totaux des services tarifés reliés au plan
20 d'approvisionnement de la clientèle réglementée, incluant les coûts de remplacement et les
21 sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de l'usine LSR, soient inférieurs aux
22 coûts totaux des services tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la clientèle
23 réglementée lorsque l'usine LSR lui est entièrement dédiée, le « client » GNL bénéficiera de
24 cette différence. De cette façon, la clientèle réglementée de Gaz Métro sera tenue
25 entièrement indemne de l'activité GNL en ce que les coûts qu'elle supporte sont les mêmes,
26 activité GNL ou pas, tout en bénéficiant de la même garantie de service.

27 Veuillez noter les faits suivants relativement aux scénarios, calculs et impacts sur les
28 différents plans d'approvisionnement présentés :

- 29 • Le tableau 2 des annexes A, B et C présente la comparaison du plan
30 d'approvisionnement des services tarifés à différents niveaux de consommation de
31 GNL avec le plan d'approvisionnement des services tarifés sans « client » GNL.

- 1 Dans ces scénarios, la capacité de l'usine LSR utilisée pour desservir le « client »
2 GNL est remplacée par l'ajout de capacité de transport Short Haul (FTSH), contracté
3 sur le marché secondaire, pour la période d'hiver afin de maintenir la sécurité
4 d'approvisionnement à l'ensemble de la clientèle;
- 5 • La capacité quotidienne additionnelle est présentée à la ligne 23, colonne 3 des
6 mêmes tableaux. Il est à noter que pour le scénario à 2 10⁶m³ de ventes de GNL
7 (annexe A), aucune capacité de transport additionnelle n'est requise. Le plan
8 d'approvisionnement est tout de même légèrement modifié étant donné le
9 mouvement des inventaires de l'usine LSR sur l'année qui entraîne des achats
10 additionnels de gaz naturel;
 - 11 • Une estimation des coûts des services tarifés du plan d'approvisionnement est
12 présentée aux lignes 25 à 43 des mêmes tableaux;
 - 13 • Les coûts additionnels qui affecteront directement les tarifs sont présentés par
14 service aux lignes 36 à 42 et sont intégrés dans le calcul du revenu requis lorsque
15 les ventes de GNL sont considérées. Il est à noter que la variation des coûts se
16 répercute sur les services de transport et d'équilibrage, pointe et espace. Cet effet
17 résulte des méthodes de fonctionnalisation des coûts applicables aux différents
18 outils d'équilibrage et aux achats à Dawn;
 - 19 • Un élément à soulever, qui découle directement de la nouvelle structure
20 d'approvisionnement, est la réduction des interruptions sous les scénarios des
21 annexes B et C (ligne 6 du tableau 2), entraînant ainsi une augmentation des
22 volumes desservis. Ce constat découle de l'ordonnement des outils
23 d'approvisionnement. L'usine LSR est le dernier outil utilisé - après l'interruption de
24 la clientèle interruptible – alors que la capacité de transport additionnelle intégrée au
25 plan se positionne au début de l'ordonnement, bien avant l'interruption. Par
26 déplacement, cet ajout retarde l'utilisation des autres outils, permettant alors de
27 réduire le besoin d'interruption;
 - 28 • Un exemple de facturation des ventes au « client » GNL, selon la méthode décrite
29 précédemment comme étant la méthode absolue, est présenté au tableau 3 des
30 annexes A, B et C. Les coûts fixes à facturer correspondent à la somme des coûts
31 d'utilisation de l'usine LSR pour le « client » GNL (ligne 38, tableau 1) et des coûts

1 supplémentaires d'approvisionnement qui seraient encourus pour offrir la même
2 garantie de service à la clientèle réglementée que celle dont elle bénéficie lorsque
3 l'usine LSR lui est entièrement dédiée (ligne 43, colonne 3, tableau 2). Quant à la
4 portion variable, elle est constituée des coûts relatifs à la fourniture, la compression,
5 le transport, l'équilibrage et la distribution (incluant le Fonds vert), conformément aux
6 dispositions prévues à la décision D-2010-144 ;

- 7 • Un exemple de facturation des ventes au «client» GNL, selon la méthode relative
8 cette fois, est présentée au tableau 7 des annexes A, B et C.

9 Un tableau présentant sommairement les résultats obtenus, en terme de facturation au
10 « client » GNL par l'application des deux méthodes d'évaluation des coûts des mesures
11 supplémentaires que Gaz Métro devrait mettre en place pour assurer la sécurité
12 d'approvisionnement de la clientèle réglementée est présenté à la section 2.7. Il en
13 ressort clairement que la méthode relative est la seule qui permette d'éviter tout
14 interfinancement entre les clients réglementés et le « client » GNL. Gaz Métro demande
15 donc à la Régie, basé sur les éléments additionnels présentés à la section 1.3 de cette
16 preuve, qu'elle :

- 17 • déclare que Gaz Métro doit récupérer du « client » GNL, en sus du coût
18 d'utilisation de l'usine LSR, toute différence entre les coûts totaux des services
19 tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la clientèle réglementée, incluant les
20 coûts de remplacement et les sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de
21 l'usine LSR et les coûts totaux des services tarifés reliés au plan
22 d'approvisionnement de la clientèle réglementée lorsque l'usine LSR lui est
23 entièrement dédiée, ou, selon le cas, de lui en faire bénéficier.

24 **2. TRAITEMENT RÉGLEMENTAIRE**

25 À la suite des décisions antérieures de la Régie et à la lumière des aménagements demandés
26 basés sur les éléments additionnels qui sont présentés et expliqués dans cette preuve, le
27 modèle final retenu suivant, incluant l'utilisation de la méthode relative, serait appliqué avec un
28 traitement réglementaire spécifique pour la vente de GNL :

- 29 • Considération de la vente de gaz naturel liquéfié comme une activité non réglementée;

- 1 • Évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR par type d'activité de l'usine : la
2 liquéfaction, l'entreposage et la regazéification et détermination du coût moyen unitaire
3 pour la liquéfaction et l'entreposage à facturer au « client » GNL;
- 4 • Évaluation des coûts reliés à la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage et la
5 distribution, selon les services qui seront utilisés pour desservir le « client » GNL;
- 6 • Évaluation des coûts liés au remplacement des outils d'approvisionnement pour
7 compenser la perte de capacité de l'usine LSR en considérant les coûts totaux des
8 services tarifés reliés aux plans d'approvisionnement gaziers de la clientèle réglementée
9 suivants :
 - 10 a. Plan d'approvisionnement sans considération de la vente de GNL, et
 - 11 b. Plan d'approvisionnement avec considération de la vente de GNL impliquant les
12 coûts de remplacement de la capacité d'entreposage dédiée à l'activité non
13 réglementée afin de maintenir la sécurité d'approvisionnement de la clientèle
14 réglementée et les sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de l'usine
15 LSR ;
- 16 • Évaluation du revenu plafond, du revenu requis et du gain de productivité pour fins
17 d'établissement des tarifs;
- 18 • Évaluation de la facturation mensuelle au « client » GNL selon la méthode relative;
- 19 • Évaluation, à la fin de l'année financière, des coûts à facturer au « client » GNL en
20 fonction des coûts réels d'utilisation de l'usine LSR et selon les principes définis
21 précédemment.

22 Ces aménagements au modèle respectent la décision de la Régie et les principes qui en
23 découlent. À la lumière des éléments opérationnels portés à l'attention de la Régie
24 précédemment, Gaz Métro exposera dans les sections suivantes comment, dans les faits,
25 elle appliquerait cette décision tout en s'assurant que les principes énoncés par la Régie
26 soient respectés, notamment en cherchant à atteindre un niveau d'interfinancement de zéro
27 entre les différentes parties. À titre d'exemples, permettant à la Régie de mieux apprécier la
28 pertinence des trois aménagements proposés à la section 1, les sections suivantes ont pour
29 but d'expliquer les différentes modalités de mise en œuvre du modèle final dans un
30 traitement réglementaire que Gaz Métro compte appliquer.

- 1 L'exemple d'un sommaire des coûts qui seraient facturés au « client » GNL est également
2 présenté.

2.1. Coûts liés à la fourniture, la compression, le transport, l'équilibrage et la distribution

Considérant la décision D-2010-144, la présente section a pour but de décrire la méthode d'établissement des coûts des services de fourniture, de compression, de transport, d'équilibrage et de distribution.

2.1.1. Fourniture et compression

Pour fins d'illustration des différents scénarios, les analyses présentées aux annexes A, B et C supposent que le « client » GNL est approvisionné par le distributeur. Ainsi, à la ligne 32 du tableau 5 des annexes, un coût de maintien des inventaires a été intégré à la partie « Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le « client » GNL au taux moyen du tarif 5.7 volet A présenté à la Cause tarifaire 2011 (référence R-3720-2010, Gaz Métro-13, Document 9, page 7, colonnes 13 et 14). Il est à noter que dans le calcul du revenu requis, seuls les coûts reliés au maintien des inventaires sont considérés; les coûts de fourniture et de gaz de compression ne sont pas présentés dans ce tableau, n'influençant pas le calcul du revenu requis et, en conséquence, les tarifs.

2.1.2. Transport

Le coût du service de transport sera établi en appliquant le tarif du service de transport du distributeur établi pour la zone Sud, tel que le demande la Régie dans la décision D-2010-144. Pour les fins d'illustration au tableau 5, un coût unitaire de 5,994 ¢/m³, équivalent au tarif en vigueur au 1^{er} décembre 2010, est utilisé. À ce coût s'ajoute le coût de maintien des inventaires, partie transport, évalué au taux moyen du tarif 5.7 volet A présenté à la Cause tarifaire 2011 (référence R-3720-2010, Gaz Métro-13, Document 9, page 7, colonne 16).

2.1.3. Équilibrage

Le coût du service d'équilibrage sera établi en appliquant le tarif du service d'équilibrage du distributeur au profil global de liquéfaction de l'usine LSR. Pour fins d'utilisation au tableau 5, la portion pointe et espace est calculée distinctement. Étant donné que le profil de consommation se retrouve en dehors de la période d'hiver, le coût de pointe est nul. Seul le coût d'espace s'applique et il est le même peu importe la quantité de

1 liquéfaction considérée. Selon le tarif d'équilibrage de la Cause tarifaire 2011, le coût
2 d'équilibrage – espace s'élève à (1,193) ¢/m³.

3 **2.1.4. Distribution**

4 Dans sa décision D-2010-144, la Régie considère que le coût moyen unitaire de
5 distribution doit être établi en prenant comme hypothèse le coût unitaire de distribution
6 d'un client ayant un profil de consommation similaire à celui de l'usine dans son
7 ensemble et non en fonction du volume de ventes au « client » GNL. Ce coût moyen
8 unitaire serait établi en fonction du coût moyen unitaire d'un client interruptible évalué
9 dans l'étude d'allocation des coûts la plus récente. Selon les trois scénarios de ventes
10 au « client » GNL, ajouté au volume de liquéfaction prévu pour l'usine LSR, un client de
11 profil similaire serait au tarif 5.7 volet A. Le coût moyen unitaire de distribution au tarif
12 5.7 volet A dans l'étude d'allocation des coûts de 2009-2010 est de 2,828 ¢/m³. Ce coût
13 inclut les coûts relatifs au Fonds vert. Pour l'année 2009-2010, le tarif de Fonds vert était
14 de 1,01 ¢/m³. Ainsi, le revenu de distribution excluant le Fonds vert s'élève à 1,818 ¢/m³.
15 Cette distinction est requise afin de traiter adéquatement chaque élément dans le calcul
16 du revenu plafond (tableau 4), du revenu requis (tableau 5) et de la facture du « client »
17 GNL (tableaux 3 et 7).

18 **2.2. Revenu plafond**

19 À titre d'exemple, le revenu plafond, tel que déposé à la Cause tarifaire 2011 (R-3720-2010,
20 Gaz Métro-8, Document 1) a été révisé de façon à refléter les modifications reliées au
21 développement du nouveau marché de ventes de GNL. Le tableau 4 des annexes A, B et C
22 présente le calcul du revenu plafond considérant les éléments suivants :

- 23 a. Ajout, au revenu plafond avant exogènes et exclusions, des revenus reliés à la
24 baisse des interruptions reflétant la nouvelle structure d'approvisionnement mise
25 en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement à la suite du
26 développement de marché de ventes de GNL, le cas échéant;
- 27 b. Indication distincte des revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation
28 spécifique au « client » GNL; et
- 29 c. Ajout aux facteurs exogènes des coûts de distribution facturés au « client » GNL.

1 La ligne 37 du tableau 4 présente le revenu plafond pour l'année financière 2011, tel qu'il
2 serait présenté, en incluant des ventes de GNL.

3 **2.3. Revenu requis**

4 Cette section a pour but d'intégrer l'ensemble des éléments présentés ci-dessus dans
5 l'évaluation du revenu requis soumis dans le cadre des dossiers tarifaires.

6 Le tableau 5 des annexes A, B et C, présente l'approche proposée, qui reprend de façon
7 générale les éléments de la décision D-2010-144 :

8 « **[215] Compte tenu que la Régie ne retient pas le modèle commercial proposé par**
9 **Gaz Métro, elle lui demande d'établir une prévision pour tous les coûts reliés à la vente**
10 **de GNL, conformément aux exigences de la présente décision, pour l'année tarifaire**
11 **2011 et de soustraire ces coûts de son revenu requis, tel que demandé dans la**
12 **décision D-2010-057.**

13 **[216] Le distributeur devra effectuer un traitement similaire à ce qui a été fait en**
14 **réponse à la demande de renseignements de la Régie, sauf en ce qui concerne le plan**
15 **d'approvisionnement⁶⁷. À cet égard, la Régie lui demande d'inclure dans son plan les**
16 **volumes prévus pour l'activité de vente de GNL. Par la suite, dans le revenu requis, le**
17 **distributeur devra retrancher les coûts relatifs à chacune des fonctions de transport et**
18 **d'équilibrage associés au client GNL et établis sur la base du coût moyen tel que défini**
19 **précédemment.**

20 **[217] Enfin, le distributeur devra s'assurer que ces opérations n'ont pas d'impact sur**
21 **le gain de productivité en introduisant un exogène pour ajuster le revenu plafond. »**

22 Le tableau 5 se sépare en deux sections. La première, lignes 1 à 13, présente une
23 évaluation du revenu requis, comme si aucune vente de GNL n'était effectuée. Ce scénario
24 permettra de cibler l'impact sur le revenu requis lorsque des ventes de GNL seront
25 considérées et de s'assurer que le développement de ce nouveau marché s'effectue sans
26 interfinancement. Il est à noter que cette section reprend le revenu requis déposé à la
27 Cause tarifaire 2011, à la suite de la décision de la Régie (R-3720-2010, Gaz Métro-8,
28 Document 3).

29 La seconde partie du tableau 5, lignes 14 à 34, présente les différentes étapes du calcul du
30 revenu requis de la clientèle réglementée lorsque les coûts additionnels requis pour
31 maintenir le même niveau de service dû à la présence du « client » GNL sont intégrés.

1 Les lignes 14 à 26 présentent les différents coûts faisant partie du calcul du revenu requis,
2 ajustés pour refléter les coûts additionnels résultant de la nouvelle structure
3 d'approvisionnement tels que présentés au tableau 2. Ainsi, les montants indiqués à la ligne
4 26 représentent les coûts globaux pour desservir l'ensemble de la clientèle réglementée et
5 non réglementée, répartis entre chaque service.

6 Le coût supplémentaire des outils d'approvisionnement de remplacement d'une partie de
7 l'usine LSR est indiqué à la ligne 26, colonne 8. Il est égal à la différence entre le revenu
8 requis incluant les ventes de GNL avant retrait des coûts pour le « client » GNL (ligne 26,
9 colonne 7) et le revenu requis excluant les ventes de GNL (ligne 13, colonne 7).

10 Les coûts du revenu requis sont réduits de la portion des coûts d'utilisation de l'usine LSR à
11 être remboursés par le « client » GNL (ligne 27, colonne 5), résultant de l'application des
12 coûts moyens de l'usine LSR sur les capacités et quantités relatives propres au « client »
13 GNL (ligne 38 du tableau 1). Le revenu requis incluant les ventes de GNL est présenté à la
14 ligne 28 du tableau 5.

15 Dans ses décisions, la Régie juge important qu'il n'y ait pas d'interfinancement de la part ou
16 envers les clients des services réglementés. Afin de respecter ce principe, le revenu requis
17 incluant les ventes de GNL est ajusté en conséquence. Cet ajustement est égal à la
18 différence, positive ou négative, entre le revenu requis excluant les ventes au « client » GNL
19 (ligne 13) et le revenu requis incluant les ventes de GNL (ligne 28). Un ajustement négatif
20 signifie que les coûts supplémentaires du plan d'approvisionnement des services tarifés
21 excèdent les coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR facturés au « client » GNL. La
22 différence sera alors facturée en plus au « client » GNL. En sens inverse, un ajustement
23 positif signifie que les coûts des outils de remplacement d'une partie de l'usine LSR sont
24 inférieurs aux coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR facturés au « client » GNL. La
25 différence sera alors appliquée en réduction de la facture au « client » GNL.

26 Le résultat de cet ajustement sur le revenu requis est présenté à la ligne 29.

27 L'étape suivante consiste à exclure les coûts reliés aux différents services (F, C T, É et D)
28 qui seront facturés au « client » GNL et ce, en fonction des coûts moyens identifiés à la
29 section 2.1. Il est à noter que pour les coûts de distribution, le coût moyen unitaire de
30 distribution pour un client au volet A, excluant la partie relative au Fonds vert, a été utilisé.

1 Finalement, le revenu requis de la clientèle réglementée qui serait utilisé dans
2 l'établissement des tarifs est présenté à la ligne 34 du tableau 5.

3 Considérant le nouveau revenu plafond (tableau 4) ainsi que le revenu requis de la clientèle
4 réglementée (tableau 5), le gain de productivité peut être calculé selon les différents niveaux
5 de vente de GNL. Le tableau 6 des annexes A, B et C présente ce résultat.

6 **2.4. Modalités contractuelles et opérationnelles**

7 La présente section a pour but de présenter les principes devant être mis en place afin
8 d'assurer un suivi adéquat des ventes de GNL, des inventaires maintenus à l'usine LSR
9 pour les clients réglementés et des modifications requises à la structure
10 d'approvisionnement.

11 Le « client » GNL devra aviser Gaz Métro de la projection de consommation annuelle de
12 gaz naturel liquide et des besoins d'entreposage et ce, 30 jours avant la prise d'effet du
13 service. Pour la période de l'hiver, étant donné que la liquéfaction n'est actuellement pas
14 effectuée durant cette période, le « client » GNL devra prévoir ses besoins de GNL avant le
15 1^{er} octobre.

16 Gaz Métro évaluera alors les mesures devant être mises en place, le cas échéant, pour
17 assurer la sécurité d'approvisionnement. Gaz Métro pourra alors fournir au « client » GNL
18 une projection des coûts d'utilisation de l'usine LSR, incluant les ajustements pour maintenir
19 l'interfinancement à zéro.

20 Dans le cas où la Régie accepte que le client puisse choisir son fournisseur de gaz naturel
21 et que le client opte pour le service de fourniture sans transfert de propriété (achat direct), il
22 est possible qu'une vente de la molécule en inventaire pour la capacité d'entreposage
23 réservée soit requise, particulièrement en début d'année financière. En effet, si le « client »
24 GNL demande une augmentation de la capacité d'entreposage pour répondre à ses besoins
25 et qu'on ne peut procéder à la liquéfaction, par exemple parce que le site est plein, Gaz
26 Métro procédera alors à la vente d'inventaire déjà emmagasiné au prix du service de
27 fourniture, augmenté du prix du gaz de compression et du transport. Ainsi, une fois cette
28 transaction effectuée, le gaz naturel liquide correspondant à la capacité d'entreposage
29 réservée appartiendra au « client » GNL.

1 Malgré le fait que l'usine LSR soit un tout indissociable, Gaz Métro mettra en place les
2 mesures opérationnelles pour suivre le mouvement des inventaires autant pour la capacité
3 disponible à la clientèle réglementée que pour la capacité réservée au « client » GNL. Cette
4 distinction des mouvements d'inventaire est possible étant donné les équipements de
5 mesurage dédiés à chacune des fonctions (liquéfaction, regazéification et évaporation) et la
6 pesée des citernes au moment de la vente de GNL et qui permettent d'évaluer la quantité
7 vendue.

8 Une illustration du suivi des inventaires est présentée à l'annexe E. Il s'agit d'un exemple où
9 la demande du « client » GNL est en progression sur trois ans avec un volume de $2 \cdot 10^6 \text{m}^3$
10 pour la première année, passant à $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à l'année 2 et à $24 \cdot 10^6 \text{m}^3$ à l'année 3.

11 **2.5. Processus de suivi en cours d'année**

12 Un élément qui n'a pas fait l'objet de réflexion dans le cadre de la Cause tarifaire 2011 est le
13 traitement de la variation des ventes au « client » GNL au réel par rapport à la projection
14 incluse au dossier tarifaire. En effet, Gaz Métro accepte de réserver jusqu'à une capacité
15 d'entreposage maximale de $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$ pour le « client » GNL.

16 Qu'advient-il dans une année donnée où il faille vendre au « client » GNL une quantité
17 de GNL différente de la quantité ayant été prévue au dossier tarifaire?

18 Lors de la préparation des prochains dossiers tarifaires, une projection des besoins pour le
19 « client » GNL sera établie et considérée dans l'élaboration de la structure
20 d'approvisionnement, au même titre que la clientèle réglementée. Cette première projection
21 sera établie au mois de février précédent le début de l'année financière.

22 Par la suite, soit au début de l'année financière, le « client » GNL ayant probablement une
23 meilleure idée de ses besoins pour l'hiver à venir, pourra alors demander une révision de la
24 capacité d'entreposage qui aura été réservée pour ses besoins. Étant donné le suivi distinct
25 sur les ventes de GNL qui sera présenté lors de la production du rapport annuel, Gaz Métro
26 effectuera un suivi opérationnel et administratif serré, en cours d'année financière,
27 spécifique aux ventes GNL. Ainsi, si une variation de la projection des ventes GNL entraîne
28 une variation de la capacité d'entreposage qui est réservée au « client » GNL, qu'elle
29 nécessite ou non l'ajout de capacité de transport, Gaz Métro évaluera les impacts sur les
30 plans d'approvisionnement en comparant les structures avec et sans les ventes de GNL.

1 Ces analyses permettront ainsi de suivre l'évolution des ventes prévues au « client » GNL et
2 de faciliter l'analyse du dossier lors du rapport annuel.

3 A titre d'exemple, l'annexe F illustre la réévaluation du dossier en supposant qu'avant le
4 début de l'année financière, la projection des ventes de GNL passe de 10 10⁶m³ à 12 10⁶m³.
5 Pour répondre à cette demande, la capacité d'entreposage requise pour le « client » GNL
6 passe de 4 137 10³m³ à 4 964 10³m³.

7 Le tableau 1, reprend l'évaluation des coûts de l'usine LSR en comparaison avec le dossier
8 tarifaire, avant et après considération des ventes GNL. Le tableau 2 présente la variation du
9 plan d'approvisionnement également avant et après considération des ventes GNL. Et
10 finalement, le tableau 3 présente une évaluation de ce qu'aurait été le revenu requis de la
11 clientèle réglementée si la projection au dossier tarifaire avait été de l'ordre de 12 10⁶m³
12 (ligne 34).

13 2.6. Rapport annuel

14 Dans sa décision D-2010-144, la Régie ordonne le suivi au rapport annuel :

15 « [218] Lors du dossier d'examen du rapport annuel, le distributeur devra établir les
16 coûts réellement encourus pour l'activité de vente de GNL, en prenant en compte les
17 volumes de GNL réellement consommés. En ce qui concerne les coûts de transport
18 supplémentaire requis pour assurer la fiabilité du réseau, la Régie considère que le
19 coût identifié au dossier de fermeture devra être le même que celui prévu au dossier
20 tarifaire. »

21 À cet effet, un document détaillant les coûts réels reliés à l'utilisation de l'usine LSR et la
22 répartition des coûts entre les trois types de fonction (liquéfaction, entreposage et
23 regazéification) sera déposé. Ce document fera également le point sur les différentes
24 capacités et quantités qui auront été utilisées pour chaque activité réglementée et non
25 réglementée. Ce document serait similaire au tableau 1 présenté à l'annexe F.

26 Si une modification du niveau d'entreposage réservé au « client » GNL a été apportée au
27 cours de l'année financière, les plans d'approvisionnement sans et avec ventes de GNL
28 seront déposés. Ce document sera similaire au tableau 2 présenté à l'annexe F.

29 Le document du rapport annuel qui détaille le coût de service réel pour l'exercice terminé le
30 septembre de l'année examinée sera modifié de façon à intégrer les différents aspects

1 reliés à l'activité de ventes de GNL. Le tableau 1 de l'annexe G présente les éléments qui
2 seront ajoutés au document actuel.

3 Ce document présentera le revenu requis établi pour la clientèle réglementée au dossier
4 tarifaire (lignes 1 à 21), pour fins de comparaison.

5 En ce qui concerne le coût de service réel, (lignes 22 à 34), il reflétera les coûts globaux
6 encourus pour répondre à l'ensemble de la clientèle réglementée et non réglementée. Pour
7 fins d'illustration au tableau 1, seuls les coûts additionnels reliés aux ventes de GNL de
8 $12 \cdot 10^6 \text{m}^3$ au lieu de $10 \cdot 10^6 \text{m}^3$ ont été intégrés, toutes autres choses étant égales par
9 ailleurs. Le coût moyen unitaire des frais fixes de liquéfaction sera appliqué à la capacité
10 potentielle de liquéfaction correspondant à la capacité d'entreposage réservée. Le coût
11 moyen unitaire des frais variables de liquéfaction sera appliqué à la quantité réelle liquéfiée
12 pour répondre aux besoins du « client » GNL.

13 Le coût d'utilisation de l'usine remboursé par le « client » GNL (ligne 35) correspondra à
14 celui présenté au rapport annuel, tel que décrit précédemment.

15 Les montants transférés au « client » GNL pour éviter de faire supporter un risque de gains
16 ou pertes par l'activité réglementée (ligne 37) correspondront à ceux identifiés à la cause
17 tarifaire ou, le cas échéant, lors du dépôt du dossier de fermeture à la Régie. Ici, la
18 proposition de Gaz Métro déroge à la décision de la Régie qui spécifie que les coûts des
19 mesures supplémentaires requises pour assurer la fiabilité du réseau, identifiés au dossier
20 de fermeture, devront être les mêmes que ceux prévus au dossier tarifaire. Gaz Métro croit
21 que si la croissance des ventes de GNL entraîne une variation de coûts de la structure
22 d'approvisionnement, ceux-ci devraient être considérés dans l'analyse finale afin de
23 s'assurer que la clientèle réglementée ne supporte pas de risque de gains ou de pertes par
24 rapport à la fluctuation des ventes de GNL.

25 Quant aux coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le « client » GNL, ceux-ci
26 seront en fonction des coûts réellement facturés au cours de l'année financière.

27 Une fois les différents ajustements appliqués, le coût de service réel de la clientèle
28 réglementée est obtenu. Ce coût sera alors utilisé pour dégager le trop-perçu/manque à
29 gagner à être traité en fonction des règles établies au mécanisme incitatif.

1 Selon les éléments évalués au rapport annuel, un document spécifique établissant
2 l'ajustement à facturer ou à rembourser, selon le cas, au « client » GNL sera déposé. Le
3 tableau 2 de l'annexe G présente la méthode de calcul de cet ajustement.

4 Gaz Métro juge qu'avec les différents documents qui seront déposés lors de l'examen du
5 rapport annuel, la Régie sera en mesure d'évaluer que les différents coûts liés à l'activité
6 non réglementée sont adéquatement identifiés et facturés au « client » GNL.

7 **2.7. Facturation au « client » GNL**

8 La présente section a pour but de résumer les coûts qui seront facturés au « client » GNL
9 selon la méthode relative. Le tableau 7 des annexes A, B et C présente un sommaire des
10 différents éléments présentés précédemment qui seront facturés au « client » GNL sur une
11 base mensuelle. Les coûts unitaires de la partie variable seront révisés mensuellement pour
12 facturer, le cas échéant, les tarifs de fourniture, de compression et de transport effectifs
13 pour le mois.

14 À la fin de l'année financière, un ajustement sera appliqué, correspondant à la différence
15 entre les coûts réels d'utilisation de l'usine LSR pour le « client » GNL et ceux facturés
16 durant la période. Les montants transférés au « client » GNL seront équivalents à ceux
17 établis lors de la cause tarifaire ou, révisés le cas échéant, lors de l'examen du rapport
18 annuel. Le tableau 2 de l'annexe G présente les résultats considérant la révision du dossier
19 à la suite d'une augmentation des projections de ventes de GNL de 10 10⁶m³ à 12 10⁶m³.

1 Le tableau 8 des annexes A, B et C présente une comparaison des deux méthodes mises
 2 de l'avant dans cette preuve : la méthode absolue et la méthode relative qui correspondent
 3 à des approches globales permettant d'évaluer le coût des mesures supplémentaires que
 4 Gaz Métro devra mettre en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la
 5 clientèle réglementée, de manière à ce que ces derniers aient la même garantie de service
 6 que si l'usine LSR leur était entièrement réservée. Selon Gaz Métro, une seule de ces deux
 7 approches, soit la méthode relative, respecte le principe relatif à l'absence
 8 d'interfinancement et c'est donc celle qui devrait être retenue.

9 Le tableau suivant présente sommairement les résultats selon les deux approches. Notez
 10 qu'étant donné que la méthode relative permet d'éviter tout interfinancement entre les
 11 catégories de clients au niveau des coûts des services tarifés du plan d'approvisionnement,
 12 la surcharge ou réduction, telle que présentée et calculée en fonction de la méthode
 13 absolue, correspond aux coûts qui seraient interfinancés par le « client » GNL en faveur ou
 14 défaveur de la clientèle réglementée dans un contexte où celle-ci bénéficierait de la même
 15 garantie de service que s'il n'y avait aucun « client » GNL.

		Volume de ventes GNL					
		2 Mm ³		10 Mm ³		24 Mm ³	
		(000 \$)		(000 \$)		(000 \$)	
	Méthode absolue						
1	Partie fixe	303		1 657		3 874	
2	Partie variable	650		3 115		7 476	
3	Total du montant dû par le client GNL méthode absolue	953		4 772		11 350	
	Méthode relative						
4	Partie fixe	327		1 011		2 227	
5	Partie variable	650		3 115		7 476	
6	Total du montant dû par le client GNL méthode relative	977		4 126		9 703	
	Différence entre les méthodes (absolue - relative)						
7	Partie fixe	-24	-7%	646	64%	1 647	74%
8	Partie variable	0	0%	0	0%	0	0%
9	Total	-24	-2%	646	16%	1 647	17%

16

1 **CONCLUSION**

2 Le présent dossier s'inscrit dans une volonté de Gaz Métro de participer activement, avec
3 différents partenaires, au développement d'un nouveau marché prometteur au Québec et
4 ailleurs. La Régie, de part ses responsabilités au Québec, a rendu en 2010 des décisions qui
5 établissent clairement les principes qui permettront à Gaz Métro d'utiliser son usine LSR et de
6 développer le marché de la vente de GNL dans un univers non réglementé.

7 C'est dans ce contexte en constante évolution, et à partir des principes retenus par la Régie,
8 que Gaz Métro demande trois aménagements aux modalités de mise en œuvre du modèle
9 retenu par la Régie dans sa décision D-2010-144 à l'égard de l'activité GNL et qui découlent
10 d'éléments additionnels de nature principalement opérationnelle et commerciale.

11 La décision attendue par Gaz Métro de la part de la Régie, telle qu'exprimée dans la requête,
12 est qu'elle :

- 13 • déclare que Gaz Métro puisse permettre au « client » GNL de s'approvisionner en tout
14 ou en partie en gaz naturel auprès des fournisseurs d'énergie de son choix et, le cas
15 échéant, ne rien lui facturer lorsqu'elle n'aura encouru aucun coût;
- 16 • déclare que Gaz Métro doive allouer au « client » GNL la portion des coûts de l'usine
17 LSR attribuable au service d'entreposage au prorata de l'espace maximal qu'il comptera
18 utiliser sur la capacité totale d'entreposage; et
- 19 • déclare que Gaz Métro doive récupérer du « client » GNL, en sus du coût d'utilisation de
20 l'usine LSR, toute différence entre les coûts totaux des services tarifés reliés au plan
21 d'approvisionnement de la clientèle réglementée, incluant les coûts de remplacement et
22 les sommes reçues du « client » GNL pour l'utilisation de l'usine LSR et les coûts totaux
23 des services tarifés reliés au plan d'approvisionnement de la clientèle réglementée
24 lorsque l'usine LSR lui est entièrement dédiée, ou, selon le cas, de lui en faire
25 bénéficier.

26

1 **ANNEXE A – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 2 Mm³**

2 **Tableau 1 : Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 2 Mm³ au**
3 **« client » GNL**

4 **Tableau 2 : Impact d'un volume de GNL de 2 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des**
5 **services tarifés**

6 **Tableau 3 : Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume**
7 **GNL de 2 Mm³**

8 **Tableau 4 : Établissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 2 Mm³**

9 **Tableau 5 : Calcul du revenu requis considérant un volume de 2 Mm³ au « client » GNL**

10 **Tableau 6 : Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de**
11 **GNL de 2 Mm³**

12 **Tableau 7 : Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume de**
13 **2 Mm³**

14 **Tableau 8 : Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume**
15 **de 2 Mm³**

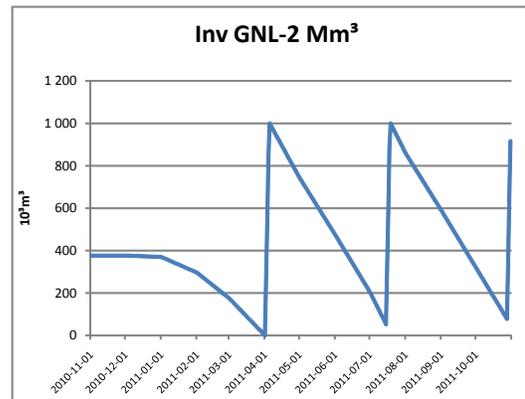
16

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe A - Tableau 1 - Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 2 Mm³ au "client" GNL

Données sur les capacités			
	TJ	10 ³ m ³ *	Ratio
1 Capacité d'entreposage	2 192	58 591	
2 Clientèle régulière	2 155	57 591	98,3%
3 "Client" GNL	37	1 000	1,7%
4 Capacité potentielle de liquéfaction	2 310	61 732	
5 Clientèle régulière	2 232	59 645	96,6%
6 "Client" GNL	78	2 087	3,4%
7 Quantité annuelle liquéfiée	488	13 053	
8 Clientèle régulière	410	10 966	84,0%
9 "Client" GNL	78	2 087	16,0%

* Facteur de conversion = 0,03742



Répartition des coûts par élément (000\$)	Coûts Cause 2011 (2)	Coûts Révisés (3)	Variation (4)	Méthode d'allocation (5)	Entreposage		Liquéfaction		Regazéification	
					Fixes (6)	Variables (8)	Fixes (7)	Variables (10)		
10 Base de tarification (BT)										
11 Coûts non amortis	15 290	15 290	-	Répartition de l'annexe D ratio des coûts de l'actif	4 404 28,8%	8 057 52,7%	2 829 18,5%			
Frais de l'usine										
12 Salaires et avantages sociaux	1 547	1 552	4	Pro-rata de l'actif	447	818	287			
13 Assurances	953	953	-	Pro-rata de l'actif	275	502	176			
14 Services d'entretien	660	671	11	Pro-rata de l'actif	193	353	124			
15 Matériaux et pièces	103	103	-	Pro-rata de l'actif	30	54	19			
16 Services professionnels	65	65	-	Pro-rata de l'actif	19	34	12			
17 Autres frais divers	209	209	-	Pro-rata de l'actif	60	110	39			
18 Réfrigérant	65	70	4	100 % liquéfaction	-		70			
19 Gaz naturel										
20 regazéification	66	66	-	100 % regazéification						66
21 liquéfaction	41	49	8	100 % liquéfaction			49			
22 autres	19	19	-	Pro-rata de l'actif	5	10		3		
23 Total gaz naturel	125	133	8		5	10	49	3	66	
24 Électricité										
25 fixes	318	318	-	Pro-rata de l'actif	92	168		59		
26 variables - regazéification	7	7	-	100 % regazéification						7
27 variables - liquéfaction	441	718	277	100 % liquéfaction			718			
28 Total électricité	767	1 044	277		92	168	718	59	7	
29 Sous-total frais de l'usine	4 494	4 799	305		1 120	2 049	837	720	73	
30 Dépenses d'amortissement	1 196	1 196	-	Pro-rata de l'actif	344	630		221		
31 Rendement sur BT à 7,63 %	1 167	1 167	-	Pro-rata de l'actif	336	615		216		
32 Impôts reliés au rendement à 9,21 %	242	242	-	Pro-rata de l'actif	70	127		45		
33 Taxes sur le capital	5	5	-	Pro-rata de l'actif	1	3		1		
34 Grand Total	7 103	7 408	305		1 872	3 424	837	1 202	73	
35 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10³m³)					58 591	61 732	13 053			
36 Coût unitaire moyen de chaque élément (¢/m³)					3,195	5,547	6,412			
Coût d'utilisation pour le "client" GNL										
37 Capacité / quantité du "client" GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)					1 000	2 087	2 087			
38 Coûts totaux (000 \$) (l. 36 x l.37) à 2 Mm ³		281			32	116	134			

1
2

Annexe A - Tableau 2 - Impact d'un volume de GNL de 2 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des services tarifés

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES SERVICES TARIFÉS - 2011			
APPROCHE ABSOLUE			
	Cause tarifaire 2011 (D-2010-144)	Ventes 2 Mm ³ au "client" GNL	Variation
	(1)	(2)	(3)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	4 070	0
2	Interruptible	719	0
3	Gaz d'appoint	267	0
4	Biogaz	30	0
5	Sous-total	5 086	0
6	Interruptions	-41	0
7	Autres	54	0
8	Ventes GNL	0	2
9	TOTAL DEMANDE	5 099	2
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
10	Transport		
11	FT LH (primaire & secondaire)	2 939	0
12	Transport par échange	335	0
13	Transport clients	515	0
14	Transport gaz d'appoint	267	0
15	FTLH non utilisé	-20	0
16	Appro total utilisé	4 036	0
17	Achats à Dawn	1 030	1
18	Biogaz	30	0
19	Autres	0	0
20	Retraits - injections	2	1
21	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 099	2
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
22	Journée de pointe - continu	27 628	0
23	Total appro. après vente	28 802	0
24	Provision additionnelle	28 802	0
ESTIMATION DES COÛTS (000\$)			
Coûts de transport			
25	Transport clients	n/a	n/a
26	FT LH (primaire - sec & échange)	187 140	1
27	STS	39 775	2
28	FTSH (Dawn & Parkway)	29 015	2
29	SH marché secondaire	0	0
30	Autres	0	0
31	Vente de transport FTLH non utilisé	-428	9
32	Achats à Dawn - transport & équilibrage	17 440	11
33	Total - coûts de transport	272 943	24
34	Coûts d'entreposage (incluant l'usine LSR) *	42 295	0
35	Sous-total transport et entreposage	315 238	24
36	Service de transport	251 296	74
37	Service d'équilibrage - pointe	31 064	1
38	Service d'équilibrage - espace	32 878	-51
39	Maintien des inventaires	7 206	-2
40	Service de fourniture	5 198	-2
41	Service de compression	123	0
42	Service de transport	1 885	-1
43	TOTAL DES SERVICES TARIFÉS	322 444	22

1

* excluant l'augmentation des coûts d'utilisation de l'usine LSR présenté distinctement au tableau 1

Annexe A - Tableau 3 - Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume GNL de 2 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		2 087 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	Partie fixe ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR		281	Annexe A, tableau 1, ligne 38
3	Coûts supplémentaires d'approvisionnement		22	Annexe A, tableau 2, ligne 43
4	Coût total		303	
5			25 par mois	
	Partie variable ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	476	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe A, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	19	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe A, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	125	5,982	Annexe A, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-25	-1,193	Annexe A, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	38	1,818	Annexe A, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	18	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	650	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue		953	

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

Annexe A - Tableau 4 - Etablissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 2 Mm³

		<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>Compression</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u>	<u>Total</u>
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	Revenu plafond avant exogènes et exclusions (Cause tarifaire 2011)	483 533	7 396	187	273 135	89 524	853 775
2	Revenus additionnels liés à la baisse des interruptions découlant des outils de remplacement de l'usine LSR	0	0	0	0	0	0
3		483 533	7 396	187	273 135	89 524	853 775
4	Moins: Revenus non-assujettis à l'inflation						
5	Revenus du GAC	(10 596)					(10 596)
6		472 937					843 179
7	Inflation						
8	IPC Québec - Juillet 2010	1,16 %					
9	Moins :						
10	Facteur X	0,30 %					
11		0,86 %	4 067				4 067
12		477 004					847 247
13	Revenus du GAC	10 596					10 596
14	Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation	48 376					48 376
15	Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation - GNL	21					21
16		535 998					906 240
17	Facteurs exogènes						
18	Variation dans les comptes de stabilisation tarifaire	(896)					(896)
19	Variation dans l'évolution du taux moyen du coût capital	(730)					(730)
20	Variation de volumes	7 885					7 885
21	Variation des taux d'impôt	(3 419)					(3 419)
22	Variation de la quote-part AEE	34					34
23	Variation de la récupération écart de revenus	2 455					2 455
24	Variation du Fonds vert	(7 640)					(7 640)
25	Variation des volumes - normale climatique	5 272					5 272
26	Remboursement des dépôts non réclamés en fidéicommiss	(1 996)					(1 996)
27	Revenus de ventes de GNL présentés en réduction du revenu requis (réf: Tab. 5, I.33)	(38)					(38)
28		536 924	7 396	187	273 135	89 524	907 167
29	Exclusions						
30	Fourniture		(770)				(770)
31	Compression			42			42
32	Transport				(8 398)		(8 398)
33	Équilibrage					(24 540)	(24 540)
34	Plan global en efficacité énergétique	(1 249)					(1 249)
35	Trop-perçu	(3 582)					(3 582)
36	Incitatif relié à l'atteinte du PGEE	4					4
37	Revenu plafond	<u>532 097</u>	<u>6 626</u>	<u>228</u>	<u>264 737</u>	<u>64 984</u>	<u>868 672</u>

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe A - Tableau 5 - Calcul du revenu requis considérant un volume de 2 Mm³ au "client" GNL

Cause tarifaire 2011	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	Transport (4)	Équilibrage Pointe (5)	Équilibrage Espace (6)	Total (7)	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR (8)
Établissement du revenu requis - excluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
1 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			262 661	32 725	27 015	337 306	
2 Rabais à la consommation et autres	46						46	
3 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
4 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
5 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
6 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
7 Amortissements immobilisations	85 698				1 196		86 894	
8 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
9 Fonds vert	40 248						40 248	
10 Impôts fonciers et autres	23 944		1	7	7	6	23 988	
11 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372	316	29 886	
12 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 471	188	1 818	1 798	1 524	135 179	
13 Revenu requis excluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	28 861	862 522	
Établissement du revenu requis - incluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
14 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			262 735 ⁽¹⁾	33 031 ⁽²⁾	26 964 ⁽¹⁾	337 635	
15 Rabais à la consommation et autres	46						46	
16 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
17 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
18 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
19 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
20 Amortissements immobilisations	85 698				1 196 ⁽³⁾		86 894	
21 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
22 Fonds vert	40 248						40 248	
23 Impôts fonciers et autres	23 944	22	1	7	7 ⁽³⁾	6	23 988	
24 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372 ⁽³⁾	316	29 886	
25 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 469 ⁽¹⁾	188 ⁽¹⁾	1 817 ⁽¹⁾	1 798 ⁽³⁾	1 524	135 177	
26 Revenu requis incluant les ventes au "client" GNL, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	525 847	6 624	228	264 936	36 404 ⁽³⁾	28 809	862 849	327
27 Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL					(281) ⁽³⁾		(281)	
28 Revenus requis incluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 624	228	264 936	36 123	28 809	862 567	
29 Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement (I.13 - I.28) (à facturer au "client" GNL)	0	2	0	(74)	(24)	51	(46)	
30 Revenu requis avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	28 861	862 522	
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL								
31 Volume (10 ³ m ³)	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	2 087	
32 Coût unitaire excluant le Fonds vert (¢/m ³)	1,818 ⁽⁴⁾	(0,008) ⁽⁵⁾	(0,000) ⁽⁵⁾	5,982 ⁽⁵⁾	- ⁽⁵⁾	(1,193) ⁽⁵⁾	6,599	
33 Coût par service remboursé par le "client" GNL	(38)	0	0	(125)	-	25	(138)	
34 Revenu requis de la clientèle réglementée	525 809	6 626	228	264 737	36 098	28 885	862 384	

(1) Coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(2) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe et coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(3) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe

(4) Coûts moyens de distribution selon l'étude d'allocation des coûts 2009-2010 pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A - excluant le tarif du Fonds vert 2010 de 1,01 ¢/m³

(5) Coûts moyens établis conformément au tarif du service pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A selon le profil global de l'usine LSR

Annexe A - Tableau 6 - Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de GNL de 2 Mm³

	Référence	000 \$
1	Revenu plafond - Distribution	532 097
2	Revenu requis - Distribution	525 809
3	Gain (dépassement) de productivité	<u>6 288</u>
4	Part clients (dépassement de 2010 à rembourser)	100,00% <u>6 288</u>
5	Part Gaz Métro	0,00% <u>0</u>
6	Part Gaz Métro exprimé en % de taux de rendement	
7	Part Gaz Métro	0
8	Impôt	28,78% <u>0</u>
9		0
10	Avoir des associés	<u>665 109</u>
11	(l. 9 divisé par l. 10)	<u>0,0000%</u>
12		<u>0,00%</u>

1

Annexe A - Tableau 7 - Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume GNL de 2 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		2 087 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	<u>Partie fixe</u> ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR	281		Annexe A, tableau 1, ligne 38
3	Montant transféré au "client" GNL pour éviter l'interfinancement	46		Annexe A, tableau 5, ligne 29
4	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR	327		
5			27 par mois	
	<u>Partie variable</u> ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	476	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe A, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	19	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe A, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	125	5,982	Annexe A, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-25	-1,193	Annexe A, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	38	1,818	Annexe A, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	18	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	650	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	977		

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

1

Annexe A - Tableau 8 - Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume de 2 Mm³

	Coûts (000 \$)	Référence
Méthode absolue		
1	Partie fixe	303
2	Partie variable	650
3	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue	953
Méthode relative		
4	Partie fixe	327
5	Partie variable	650
6	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	977
Différence entre les méthodes (absolue - relative)		
7	Partie fixe	-24 -7%
8	Partie variable	0 0%
9	Total	-24 -2%

1

1 **ANNEXE B – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 10 Mm³**

2 **Tableau 1 : Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 10 Mm³ au**
3 **« client » GNL**

4 **Tableau 2 : Impact d'un volume de GNL de 10 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des**
5 **services tarifés**

6 **Tableau 3 : Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume**
7 **GNL de 10 Mm³**

8 **Tableau 4 : Établissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 10 Mm³**

9 **Tableau 5 : Calcul du revenu requis considérant un volume de 10 Mm³ au « client »**
10 **GNL**

11 **Tableau 6 : Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de**
12 **GNL de 10 Mm³**

13 **Tableau 7 : Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume de**
14 **10 Mm³**

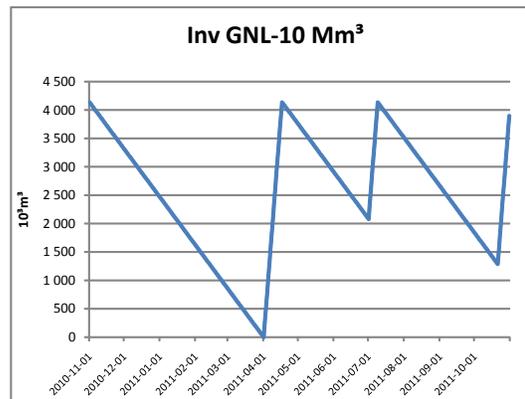
15 **Tableau 8 : Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume**
16 **de 10 Mm³**

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe B - Tableau 1 - Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 10 Mm³ au "client" GNL

Données sur les capacités			
	TJ	10 ³ m ³ *	Ratio
1 Capacité d'entreposage	2 192	58 591	
2 Clientèle régulière	2 038	54 454	92,9%
3 "Client" GNL	155	4 137	7,1%
4 Capacité potentielle de liquéfaction	2 310	61 732	
5 Clientèle régulière	1 936	51 732	83,8%
6 "Client" GNL	374	10 000	16,2%
7 Quantité annuelle liquéfiée	785	20 966	
8 Clientèle régulière	410	10 966	52,3%
9 "Client" GNL	374	10 000	47,7%

* Facteur de conversion = 0,03742



Répartition des coûts par élément (000\$)	Coûts		Variation	Méthode d'allocation	Entreposage		Liquéfaction		Regazéification	
	Cause 2011	Coûts Révisés			Fixes	Fixes	Variables	Fixes	Variables	
(1) Base de tarification (BT)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
10 Coûts non amortis	15 290	15 290	-	Répartition de l'annexe D	4 404	8 057		2 829		
				<i>ratio des coûts de l'actif</i>	28,8%	52,7%		18,5%		
Frais de l'usine										
12 Salaires et avantages sociaux	1 547	1 568	21	Pro-rata de l'actif	452	826		290		
13 Assurances	953	953	-	Pro-rata de l'actif	275	502		176		
14 Services d'entretien	660	712	52	Pro-rata de l'actif	205	375		132		
15 Matériaux et pièces	103	103	-	Pro-rata de l'actif	30	54		19		
16 Services professionnels	65	65	-	Pro-rata de l'actif	19	34		12		
17 Autres frais divers	209	209	-	Pro-rata de l'actif	60	110		39		
18 Réfrigérant	65	87	21	100 % liquéfaction	-		87		-	
19 Gaz naturel										
20 regazéification	66	66	-	100 % regazéification					66	
21 liquéfaction	41	81	40	100 % liquéfaction			81			
22 autres	19	19	-	Pro-rata de l'actif	5	10		3		
23 Total gaz naturel	125	165	40		5	10	81	3	66	
24 Électricité										
25 fixes	318	318	-	Pro-rata de l'actif	92	168		59		
26 variables - regazéification	7	7	-	100 % regazéification					7	
27 variables - liquéfaction	441	829	388	100 % liquéfaction			829			
28 Total électricité	767	1 155	388		92	168	829	59	7	
29 Sous-total frais de l'usine	4 494	5 017	523		1 137	2 080	997	730	73	
30 Dépenses d'amortissement	1 196	1 196	-	Pro-rata de l'actif	344	630		221		
31 Rendement sur BT à 7,63 %	1 167	1 167	-	Pro-rata de l'actif	336	615		216		
32 Impôts reliés au rendement à 9,21 %	242	242	-	Pro-rata de l'actif	70	127		45		
33 Taxes sur le capital	5	5	-	Pro-rata de l'actif	1	3		1		
34 Grand Total	7 103	7 626	523		1 888	3 455	997	1 213	73	
35 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10³m³)					58 591	61 732	20 966			
36 Coût unitaire de chaque élément (¢/m³)					3,223	5,596	4,755			
Coût d'utilisation pour le "client" GNL										
37 Capacité / quantité du "client" GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)					4 137	10 000	10 000			
38 Coûts totaux (000 \$) (l. 36 x l.37)		1 168	à 10 Mm³		133	560	475			

Annexe B - Tableau 2 - Impact d'un volume de GNL de 10 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des services tarifés

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES SERVICES TARIFÉS - 2011			
APPROCHE ABSOLUE			
	Cause tarifaire 2011 (D-2010-144)	Ventes 10 Mm ³ au client GNL	Variation
	(1)	(2)	(3)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	4 070	0
2	Interruptible	719	0
3	Gaz d'appoint	267	0
4	Biogaz	30	0
5	Sous-total	5 086	0
6	Interruptions	-41	2
7	Autres	54	0
8	Ventes GNL	0	10
9	TOTAL DEMANDE	5 099	12
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
10	Transport		
11	FT LH (primaire & secondaire)	2 939	0
12	Transport par échange	335	0
13	Transport clients	515	0
14	Transport gaz d'appoint	267	0
15	FTLH non utilisé	-20	0
16	Appro total utilisé	4 036	0
17	Achats à Dawn	1 030	12
18	Biogaz	30	0
19	Autres	0	0
20	Retraits - injections	2	0
21	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 099	12
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
22	Journée de pointe - continu	27 628	0
23	Total appro. après vente	28 802	79
24	Provision additionnelle	28 802	79
ESTIMATION DES COÛTS (000\$)			
Coûts de transport			
25	Transport clients	n/a	n/a
26	FT LH (primaire - sec & échange)	187 140	0
27	STS	39 775	-35
28	FTSH (Dawn & Parkway)	29 015	43
29	SH marché secondaire	0	358
30	Autres	0	0
31	Vente de transport FTLH non utilisé	-428	3
32	Achats à Dawn - transport & équilibrage	17 440	112
33	Total - coûts de transport	272 943	481
34	Coûts d'entreposage (incluant l'usine LSR) *	42 295	42
35	Sous-total transport et entreposage	315 238	523
36	Service de transport	251 296	730
37	Service d'équilibrage - pointe	31 064	561
38	Service d'équilibrage - espace	32 878	-768
39	Maintien des inventaires	7 206	-34
40	Service de fourniture	5 198	-25
41	Service de compression	123	-1
42	Service de transport	1 885	-9
43	TOTAL DES SERVICES TARIFÉS	322 444	488

1

* excluant l'augmentation des coûts d'utilisation de l'usine LSR présenté distinctement au tableau 1

Annexe B - Tableau 3 - Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume GNL de 10 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		10 000 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	Partie fixe ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR	1 168		Annexe B, tableau 1, ligne 38
3	Coûts supplémentaires d'approvisionnement	488		Annexe B, tableau 2, ligne 43
4	Coût total	1 657		
5		138	par mois	
	Partie variable ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	2 280	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe B, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	89	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe B, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	598	5,982	Annexe B, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-119	-1,193	Annexe B, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	182	1,818	Annexe B, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	85	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	3 115	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue	4 772		

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

Annexe B - Tableau 4 - Etablissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 10 Mm³

		<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>Compression</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u>	<u>Total</u>
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1	Revenu plafond avant exogènes et exclusions (Cause tarifaire 2011)	483 533	7 396	187	273 135	89 524	853 775
2	Revenus additionnels liés à la baisse des interruptions découlant des outils de remplacement de l'usine LSR	28	0	0	74	(13)	89
3		<u>483 561</u>	<u>7 396</u>	<u>187</u>	<u>273 209</u>	<u>89 511</u>	<u>853 864</u>
4	Moins: Revenus non-assujettis à l'inflation						
5	Revenus du GAC	<u>(10 596)</u>					<u>(10 596)</u>
6		472 965					843 268
7	Inflation						
8	IPC Québec - Juillet 2010	1,16 %					
9	Moins :						
10	Facteur X	<u>0,30 %</u>					
11		0,86 %	4 068				4 068
12		477 033					847 336
13	Revenus du GAC	10 596					10 596
14	Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation	48 376					48 376
15	Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation - GNL	<u>101</u>					<u>101</u>
16		536 106					906 409
17	Facteurs exogènes						
18	Variation dans les comptes de stabilisation tarifaire	(896)					(896)
19	Variation dans l'évolution du taux moyen du coût capital	(730)					(730)
20	Variation de volumes	7 885					7 885
21	Variation des taux d'impôt	(3 419)					(3 419)
22	Variation de la quote-part AEE	34					34
23	Variation de la récupération écart de revenus	2 455					2 455
24	Variation du Fonds vert	(7 720)					(7 720)
25	Variation des volumes - normale climatique	5 272					5 272
26	Remboursement des dépôts non réclamés en fidéicommiss	(1 996)					(1 996)
27	Revenus de ventes de GNL présentés en réduction du revenu requis (réf: Tab. 5, l.33)	<u>(182)</u>					<u>(182)</u>
28		536 809	7 396	187	273 209	89 511	907 112
29	Exclusions						
30	Fourniture		(770)				(770)
31	Compression			42			42
32	Transport				(8 945)		(8 945)
33	Équilibrage					(24 433)	(24 433)
34	Plan global en efficacité énergétique	(1 249)					(1 249)
35	Trop-perçu	(3 582)					(3 582)
36	Incitatif relié à l'atteinte du PGEE	4					4
37	Revenu plafond	<u>531 981</u>	<u>6 627</u>	<u>228</u>	<u>264 264</u>	<u>65 078</u>	<u>868 179</u>

1

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe B - Tableau 5 - Calcul du revenu requis considérant un volume de 10 Mm³ au "client" GNL

Cause tarifaire 2011	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	Transport (4)	Équilibrage Pointe (5)	Équilibrage Espace (6)	Total (7)	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR (8)
Établissement du revenu requis - excluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
1 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			262 661	32 725	27 015	337 306	
2 Rabais à la consommation et autres	46						46	
3 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
4 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
5 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
6 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
7 Amortissements immobilisations	85 698				1 196		86 894	
8 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
9 Fonds vert	40 248						40 248	
10 Impôts fonciers et autres	23 944		1	7	7	6	23 988	
11 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372	316	29 886	
12 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 471	188	1 818	1 798	1 524	135 179	
13 Revenu requis excluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	28 861	862 522	
Établissement du revenu requis - incluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
14 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			263 391 ⁽¹⁾	33 809 ⁽²⁾	26 247 ⁽¹⁾	338 352	
15 Rabais à la consommation et autres	46						46	
16 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
17 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
18 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
19 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
20 Amortissements immobilisations	85 698				1 196 ⁽³⁾		86 894	
21 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
22 Fonds vert	40 248						40 248	
23 Impôts fonciers et autres	23 944	22	1	7	7 ⁽³⁾	6	23 988	
24 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372 ⁽³⁾	316	29 886	
25 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 446 ⁽¹⁾	188 ⁽¹⁾	1 809 ⁽¹⁾	1 798 ⁽³⁾	1 524	135 145	
26 Revenu requis incluant les ventes au "client" GNL, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	525 847	6 601	228	265 583	37 182	28 092	863 533	1 011
27 Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL					(1 168) ⁽³⁾		(1 168)	
28 Revenus requis incluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 601	228	265 583	36 014	28 092	862 365	
29 Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement (I.13 - I.28) (à rembourser au "client" GNL)	0	25	1	(721)	85	768	157	
30 Revenu requis avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	28 861	862 522	
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL								
31 Volume (10 ³ m ³)	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	
32 Coût unitaire excluant le Fonds vert (¢/m ³)	1,818 ⁽⁴⁾	(0,008) ⁽⁵⁾	(0,000) ⁽⁵⁾	5,982 ⁽⁵⁾	- ⁽⁵⁾	(1,193) ⁽⁵⁾	6,599	
33 Coût par service remboursé par le "client" GNL	(182)	1	0	(598)	-	119	(660)	
34 Revenu requis de la clientèle réglementée	525 665	6 627	228	264 264	36 098	28 980	861 862	

(1) Coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(2) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe et coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(3) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe

(4) Coûts moyens de distribution selon l'étude d'allocation des coûts 2009-2010 pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A - excluant le tarif du Fonds vert 2010 de 1,01 ¢/m³

(5) Coûts moyens établis conformément au tarif du service pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A selon le profil global de l'usine LSR

Annexe B - Tableau 6 - Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de GNL de 10 Mm³

	Référence	000 \$
1 Revenu plafond - Distribution	Tableau 4 de la même annexe	531 981
2 Revenu requis - Distribution	Tableau 5 de la même annexe	525 665
3 Gain (dépassement) de productivité		<u>6 317</u>
4 Part clients (dépassement de 2010 à rembourser)	100,00%	<u>6 317</u>
5 Part Gaz Métro	0,00%	<u>0</u>
6 Part Gaz Métro exprimé en % de taux de rendement		
7 Part Gaz Métro		0
8 Impôt	28,78%	<u>0</u>
9		0
10 Avoir des associés		<u>665 109</u>
11 (l. 9 divisé par l. 10)		<u>0,0000%</u>
12		<u>0,00%</u>

1

Annexe B - Tableau 7 - Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume GNL de 10 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		10 000 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	<u>Partie fixe</u> ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR	1 168		Annexe B, tableau 1, ligne 38
3	Montant transféré au "client" GNL pour éviter l'interfinancement	-157		Annexe B, tableau 5, ligne 29
4	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR	1 011		
5		84	par mois	
	<u>Partie variable</u> ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	2 280	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe B, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	89	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe B, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	598	5,982	Annexe B, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-119	-1,193	Annexe B, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	182	1,818	Annexe B, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	85	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	3 115	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	4 126		

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

1

Annexe B - Tableau 8 - Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume de 10 Mm³

	Coûts (000 \$)	Référence
Méthode absolue		Annexe B, tableau 3
1 Partie fixe	1 657	
2 Partie variable	3 115	
3 Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue	4 772	
Méthode relative		Annexe B, tableau 7
4 Partie fixe	1 011	
5 Partie variable	3 115	
6 Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	4 126	
Différence entre les méthodes (absolue - relative)		
7 Partie fixe	646	64%
8 Partie variable	0	0%
9 Total	646	16%

1

1 **ANNEXE C – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 24 Mm³**

2 **Tableau 1 : Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 24 Mm³ au**
3 **« client » GNL**

4 **Tableau 2 : Impact d'un volume de GNL de 24 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des**
5 **services tarifés**

6 **Tableau 3 : Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume**
7 **GNL de 24 Mm³**

8 **Tableau 4 : Établissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 24 Mm³**

9 **Tableau 5 : Calcul du revenu requis considérant un volume de 24 Mm³ au « client »**
10 **GNL**

11 **Tableau 6 : Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de**
12 **GNL de 24 Mm³**

13 **Tableau 7 : Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume de**
14 **24 Mm³**

15 **Tableau 8 : Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume**
16 **de 24 Mm³**

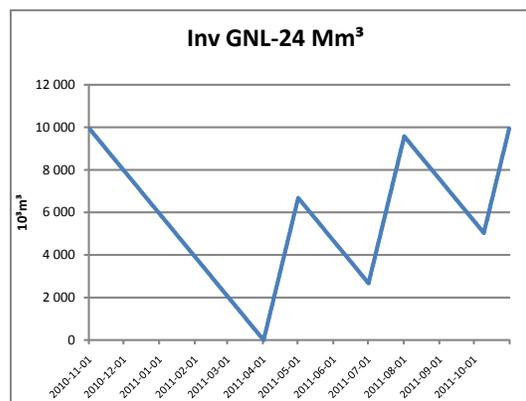
17

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe C - Tableau 1 - Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 24 Mm³ au "client" GNL

Données sur les capacités			
	TJ	10 ³ m ³ *	Ratio
1 Capacité d'entreposage	2 192	58 591	
2 Clientèle régulière	1 821	48 662	83,1%
3 "Client" GNL	372	9 929	16,9%
4 Capacité potentielle de liquéfaction	2 310	61 732	
5 Clientèle régulière	1 412	37 732	61,1%
6 "Client" GNL	898	24 000	38,9%
7 Quantité annuelle liquéfiée	1 308	34 966	
8 Clientèle régulière	410	10 966	31,4%
9 "Client" GNL	898	24 000	68,6%

* Facteur de conversion = 0,03742



Répartition des coûts par élément (000\$)	Coûts Cause 2011	Coûts Révisés	Variation	Méthode d'allocation	Entreposage		Liquéfaction		Regazéification	
					Fixes	Variables	Fixes	Variables	Fixes	Variables
(1) Base de tarification (BT)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	
10 Coûts non amortis	15 290	15 290	-	Répartition de l'annexe D	4 404	8 057	2 829			
				<i>ratio des coûts de l'actif</i>	28,8%	52,7%	18,5%			
Frais de l'usine										
12 Salaires et avantages sociaux	1 547	1 597	50	Pro-rata de l'actif	460	842	296			
13 Assurances	953	953	-	Pro-rata de l'actif	275	502	176			
14 Services d'entretien	660	785	125	Pro-rata de l'actif	226	413	145			
15 Matériaux et pièces	103	103	-	Pro-rata de l'actif	30	54	19			
16 Services professionnels	65	65	-	Pro-rata de l'actif	19	34	12			
17 Autres frais divers	209	209	-	Pro-rata de l'actif	60	110	39			
18 Réfrigérant	65	116	51	100 % liquéfaction	-		116			
19 Gaz naturel										
20 <i>regazéification</i>	66	66	-	100 % regazéification						66
21 <i>liquéfaction</i>	41	138	97	100 % liquéfaction			138			
22 <i>autres</i>	19	19	-	Pro-rata de l'actif	5	10	3			
23 Total gaz naturel	125	222	97		5	10	138	3	66	
24 Électricité										
25 <i>fixes</i>	318	318	-	Pro-rata de l'actif	92	168	59			
26 <i>variables - regazéification</i>	7	7	-	100 % regazéification						7
27 <i>variables - liquéfaction</i>	441	1 066	625	100 % liquéfaction			1 066			
28 Total électricité	767	1 392	625		92	168	1 066	59	7	
29 Sous-total frais de l'usine	4 494	5 442	948		1 166	2 134	1 320	749	73	
30 Dépenses d'amortissement	1 196	1 196	-	Pro-rata de l'actif	344	630	221			
31 Rendement sur BT à 7,63 %	1 167	1 167	-	Pro-rata de l'actif	336	615	216			
32 Impôts reliés au rendement à 9,21 %	242	242	-	Pro-rata de l'actif	70	127	45			
33 Taxes sur le capital	5	5	-	Pro-rata de l'actif	1	3	1			
34 Grand Total	7 103	8 051	948		1 918	3 508	1 320	1 232	73	
35 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10³m³)					58 591	61 732	34 966			
36 Coût unitaire de chaque élément (¢/m³)					3,273	5,683	3,776			
Coût d'utilisation pour le "client" GNL										
37 Capacité / quantité du "client" GNL pour chaque élément (10 ³ m ³)					9 929	24 000	24 000			
38 Coûts totaux (000 \$) (l. 36 x l.37) à 24 Mm ³		2 595			325	1 364	906			

Annexe C - Tableau 2 - Impact d'un volume de GNL de 24 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des services tarifés

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES SERVICES TARIFÉS - 2011			
APPROCHE ABSOLUE			
	Cause tarifaire 2011 (D-2010-144)	Ventes 24 Mm ³ au client GNL	Variation
	(1)	(2)	(3)
DEMANDE (10⁶ m³)			
1	Continue	4 070	0
2	Interruptible	719	0
3	Gaz d'appoint	267	0
4	Biogaz	30	0
5	Sous-total	5 086	0
6	Interruptions	-41	10
7	Autres	54	0
8	Ventes GNL	0	24
9	TOTAL DEMANDE	5 099	33
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)			
10	Transport		
11	FT LH (primaire & secondaire)	2 939	0
12	Transport par échange	335	0
13	Transport clients	515	0
14	Transport gaz d'appoint	267	0
15	FTLH non utilisé	-20	-3
16	Appro total utilisé	4 036	-3
17	Achats à Dawn	1 030	36
18	Biogaz	30	0
19	Autres	0	0
20	Retraits - injections	2	0
21	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 099	33
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)			
22	Journée de pointe - continu	27 628	0
23	Total appro. après vente	28 802	238
24	Provision additionnelle	28 802	238
ESTIMATION DES COÛTS (000\$)			
Coûts de transport			
25	Transport clients	n/a	n/a
26	FT LH (primaire - sec & échange)	187 140	-7
27	STS	39 775	-109
28	FTSH (Dawn & Parkway)	29 015	109
29	SH marché secondaire	0	1 074
30	Autres	0	0
31	Vente de transport FTLH non utilisé	-428	-61
32	Achats à Dawn - transport & équilibrage	17 440	341
33	Total - coûts de transport	272 943	1 347
34	Coûts d'entreposage (incluant l'usine LSR) *	42 295	38
35	Sous-total transport et entreposage	315 238	1 385
36	Service de transport	251 296	2 190
37	Service d'équilibrage - pointe	31 064	1 428
38	Service d'équilibrage - espace	32 878	-2 234
39	Maintien des inventaires	7 206	-106
40	Service de fourniture	5 198	-76
41	Service de compression	123	-2
42	Service de transport	1 885	-28
43	TOTAL DES SERVICES TARIFÉS	322 444	1 279

1

* excluant l'augmentation des coûts d'utilisation de l'usine LSR présenté distinctement au tableau 1

Annexe C - Tableau 3 - Exemple de facturation selon la méthode absolue considérant un volume GNL de 24 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		24 000 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	Partie fixe ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR	2 595		Annexe C, tableau 1, ligne 38
3	Coûts supplémentaires d'approvisionnement	1 279		Annexe C, tableau 2, ligne 43
4	Coût total	3 874		
5			323 par mois	
	Partie variable ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	5 472	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe C, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	214	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe C, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	1 436	5,982	Annexe C, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-286	-1,193	Annexe C, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	436	1,818	Annexe C, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	204	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	7 476	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue	11 350		

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

Annexe C - Tableau 4 - Etablissement du revenu plafond (000 \$) pour un volume de GNL de 24 Mm³

	<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>Compression</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u>	<u>Total</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1 Revenu plafond avant exogènes et exclusions (Cause tarifaire 2011)	483 533	7 396	187	273 135	89 524	853 775
2 Revenus additionnels liés à la baisse des interruptions découlant des outils de remplacement de l'usine LSR	190	(1)	(0)	430	(91)	527
3	483 723	7 395	187	273 565	89 433	854 303
4 Moins: Revenus non-assujettis à l'inflation						
5 Revenus du GAC	(10 596)					(10 596)
6	473 127					843 707
7 Inflation						
8 IPC Québec - Juillet 2010	1,16 %					
9 Moins :						
10 Facteur X	0,30 %					
11	0,86 %	4 069				4 069
12		477 196				847 776
13 Revenus du GAC	10 596					10 596
14 Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation	48 376					48 376
15 Revenus de Fonds vert non assujettis à l'inflation - GNL	242					242
16	536 411					906 990
17 Facteurs exogènes						
18 Variation dans les comptes de stabilisation tarifaire	(896)					(896)
19 Variation dans l'évolution du taux moyen du coût capital	(730)					(730)
20 Variation de volumes	7 885					7 885
21 Variation des taux d'impôt	(3 419)					(3 419)
22 Variation de la quote-part AEE	34					34
23 Variation de la récupération écart de revenus	2 455					2 455
24 Variation du Fonds vert	(7 861)					(7 861)
25 Variation des volumes - normale climatique	5 272					5 272
26 Remboursement des dépôts non réclamés en fidéicommiss	(1 996)					(1 996)
27 Revenus de ventes de GNL présentés en réduction du revenu requis (réf: Tab. 5, l.33)	(436)					(436)
28	536 718	7 395	187	273 565	89 433	907 297
29 Exclusions						
30 Fourniture		(767)				(767)
31 Compression			42			42
32 Transport				(10 138)		(10 138)
33 Équilibrage					(24 188)	(24 188)
34 Plan global en efficacité énergétique	(1 249)					(1 249)
35 Trop-perçu	(3 582)					(3 582)
36 Incitatif relié à l'atteinte du PGEE	4					4
37 Revenu plafond	<u>531 890</u>	<u>6 628</u>	<u>228</u>	<u>263 427</u>	<u>65 245</u>	<u>867 418</u>

1

Annexe C - Tableau 5 - Calcul du revenu requis considérant un volume de 24 Mm³ au "client" GNL

Cause tarifaire 2011	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	Transport (4)	Équilibrage Pointe (5)	Équilibrage Espace (6)	Total (7)	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR (8)
Établissement du revenu requis - excluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
1 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			262 661	32 725	27 015	337 306	
2 Rabais à la consommation et autres	46						46	
3 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
4 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
5 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
6 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
7 Amortissements immobilisations	85 698				1 196		86 894	
8 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
9 Fonds vert	40 248						40 248	
10 Impôts fonciers et autres	23 944		1	7	7	6	23 988	
11 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372	316	29 886	
12 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 471	188	1 818	1 798	1 524	135 179	
13 Revenu requis excluant les ventes au "client" GNL	<u>525 847</u>	<u>6 626</u>	<u>228</u>	<u>264 862</u>	<u>36 098</u>	<u>28 861</u>	<u>862 522</u>	
Établissement du revenu requis - incluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
14 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			264 851 ⁽¹⁾	35 102 ⁽²⁾	24 782 ⁽¹⁾	339 639	
15 Rabais à la consommation et autres	46						46	
16 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000	
17 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)	
18 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600	
19 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493	
20 Amortissements immobilisations	85 698				1 196 ⁽³⁾		86 894	
21 Amortissements frais reportés	41 921						41 921	
22 Fonds vert	40 248						40 248	
23 Impôts fonciers et autres	23 944	22	1	7	7 ⁽³⁾	6	23 988	
24 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372 ⁽³⁾	316	29 886	
25 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 394 ⁽¹⁾	187 ⁽¹⁾	1 790 ⁽¹⁾	1 798 ⁽³⁾	1 524	135 073	
26 Revenu requis incluant les ventes au "client" GNL, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	<u>525 847</u>	<u>6 549</u>	<u>226</u>	<u>267 025</u>	<u>38 475</u>	<u>26 627</u>	<u>864 749</u>	<u>2 227</u>
27 Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL					(2 595) ⁽³⁾		(2 595)	
28 Revenus requis incluant les ventes au "client" GNL	<u>525 847</u>	<u>6 549</u>	<u>226</u>	<u>267 025</u>	<u>35 880</u>	<u>26 627</u>	<u>862 154</u>	
29 Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement (I.13 - I.28) (à rembourser au "client" GNL)	0	76	2	(2 162)	218	2 234	368	
30 Revenu requis avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	<u>525 847</u>	<u>6 626</u>	<u>228</u>	<u>264 862</u>	<u>36 098</u>	<u>28 861</u>	<u>862 522</u>	
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL								
31 Volume (10 ³ m ³)	24 000	24 000	24 000	24 000	24 000	24 000	24 000	
32 Coût unitaire excluant le Fonds vert (¢/m ³)	1,818 ⁽⁴⁾	(0,008) ⁽⁵⁾	(0,000) ⁽⁵⁾	5,982 ⁽⁵⁾	(5)	(1,193) ⁽⁵⁾	6,599	
33 Coût par service remboursé par le "client" GNL	(436)	2	0	(1 436)	-	286	(1 584)	
34 Revenu requis de la clientèle réglementée	<u>525 410</u>	<u>6 628</u>	<u>228</u>	<u>263 427</u>	<u>36 098</u>	<u>29 147</u>	<u>860 938</u>	

(1) Coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(2) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe et coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de la même annexe

(3) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de la même annexe

(4) Coûts moyens de distribution selon l'étude d'allocation des coûts 2009-2010 pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A - excluant le tarif du Fonds vert 2010 de 1,01 ¢/m³

(5) Coûts moyens établis conformément au tarif du service pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A selon le profil global de l'usine LSR

Annexe C - Tableau 6 - Calcul du gain de productivité et son partage (000 \$) pour un volume de GNL de 24 Mm³

	Référence	000 \$
1 Revenu plafond - Distribution	Tableau 4 de la même annexe	531 890
2 Revenu requis - Distribution	Tableau 5 de la même annexe	<u>525 410</u>
3 Gain (dépassement) de productivité		<u><u>6 480</u></u>
4 Part clients (dépassement de 2010 à rembourser)	100,00%	<u><u>6 480</u></u>
5 Part Gaz Métro	0,00%	<u><u>0</u></u>
6 Part Gaz Métro exprimé en % de taux de rendement		
7 Part Gaz Métro		0
8 Impôt	28,78%	<u>0</u>
9		0
10 Avoir des associés		<u>665 109</u>
11 (l. 9 divisé par l. 10)		<u><u>0,0000%</u></u>
12		<u><u>0,00%</u></u>

1

Annexe C - Tableau 7 - Exemple de facturation selon la méthode relative considérant un volume GNL de 24 Mm³

Selon l'hypothèse que le "client" GNL choisit le service de fourniture de Gaz Métro

1	Volume de vente GNL projeté		24 000 10 ³ m ³	
		Coûts	Coût unitaire	Référence
		(000 \$)	¢/m ³	
	<u>Partie fixe</u> ⁽¹⁾			
2	Coût d'utilisation de l'usine LSR	2 595		Annexe C, tableau 1, ligne 38
3	Montant transféré au "client" GNL pour éviter l'interfinancement	-368		Annexe C, tableau 5, ligne 29
4	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR	2 227		
5			186 par mois	
	<u>Partie variable</u> ⁽²⁾			
	Coûts des services			
6	Fourniture ⁽³⁾	5 472	22,802	Prix de fourniture de 22,81\$ plus coût de l'annexe C, tableau 5, ligne 32
7	Compression ⁽³⁾	214	0,890	Prix de compression de 0,89\$ plus coût de l'annexe C, tableau 5, ligne 32
8	Transport ⁽³⁾	1 436	5,982	Annexe C, tableau 5, ligne 32
9	Équilibrage	-286	-1,193	Annexe C, tableau 5, ligne 32
10	Distribution excluant le Fonds vert	436	1,818	Annexe C, tableau 5, ligne 32
11	Fonds vert	204	0,851	Tarif du Fonds vert pour 2011
12	Sous-total services F, C, T, É et D	7 476	31,150	
13	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	9 703		

(1) Ces coûts seront facturés à raison de 1/12 par mois

(2) Ces coûts seront fonction des tarifs en vigueur appliqués au volume de ventes de GNL du mois facturé

(3) Incluant le coût de maintien des inventaires prévu à la Cause tarifaire

1

Annexe C - Tableau 8 - Comparaison méthode absolue vs méthode relative considérant un volume de 24 Mm³

	Coûts (000 \$)	Référence
Méthode absolue		
1	Partie fixe	Annexe C, tableau 3
2	Partie variable	
3	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode absolue	
	3 874	
	7 476	
	11 350	
Méthode relative		
4	Partie fixe	Annexe C, tableau 7
5	Partie variable	
6	Total du montant dû par le "client" GNL - méthode relative	
	2 227	
	7 476	
	9 703	
Différence entre les méthodes (absolue - relative)		
7	Partie fixe	74%
8	Partie variable	0%
9	Total	17%
	1 647	

1

1 ANNEXE D - DÉPENSES D'IMMOBILISATION DE L'USINE LSR PAR TYPE D'ACTIVITÉ

Répartition des immobilisations - usine LSR

	Entreposage	Liquéfaction	Regazéification	Total
	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)	(000 \$)
	(1)	(2)	(3)	(4)
1 Dépenses directes	2 247	4 110	1 443	7 800
2	28,8%	52,7%	18,5%	
3 Dépenses indirectes	2 288	4 186	1 470	7 945
4 Dépenses immobilisation usine LSR au 30-09-10	4 535	8 296	2 913	15 744
5 Ratio	28,8%	52,7%	18,5%	

2

3

1 ANNEXE E - SUIVI DES NIVEAUX D'INVENTAIRES DE L'USINE LSR

Mois	Inventaire total	Gaz Métro				Capacité réservée	"Client" GNL			
		Inventaire	Évapo. (mesuré)	Regaz. (mesuré)	Liquéf. (mesuré)		Inventaire	Vente d'unité en inv.	Retrait GNL (pesé)	Liquéf. (mesuré)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
Année 2010-2011										
1	2010-09-30	58 591	58 591				0			
2				-828	0	828			0	0
3	2010-10-31	58 591	58 591				0			
4				-802	0	0	377	377	0	0
5	2010-11-30	57 789	57 412				377			
6				-828	0	0			-7	0
7	2010-12-31	56 954	56 584				370			
8				-828	-1 212	0			-74	0
9	2011-01-31	54 839	54 543				296			
10				-748	0	0			-121	0
11	2011-02-28	53 970	53 795				175			
12				-828	0	0			-175	0
13	2011-03-31	52 967	52 967				0	0		
14				-802	0	0	1 000		-296	1 039
15	2011-04-30	52 908	52 165				743			
16				-828	0	0			-269	0
17	2011-05-31	51 810	51 336				474			
18				-802	0	0			-269	0
19	2011-06-30	50 740	50 535				205			
20				-828	0	0			-337	991
21	2011-07-31	50 565	49 706				859			
22				-828	0	2 885			-269	0
23	2011-08-31	52 352	51 762				590			
24				-802	0	6 630			-269	0
25	2011-09-30	57 911	57 591				320			
Année 2011-2012										
26	2011-09-30	57 911	57 591				320			
27				-828	0	828	4 137	3 137	-278	958
28	2011-10-31	58 591	54 454				4 137			
29				-802	0	0			-822	0
30	2011-11-30	56 967	53 652				3 315			
31				-828	0	0			-849	0
32	2011-12-31	55 289	52 824				2 466			
33				-828	-1 052	0			-849	0
34	2012-01-31	52 560	50 943				1 616			
35				-748	0	0			-767	0
36	2012-02-29	51 045	50 195				849			
37				-828	0	0			-849	0
38	2012-03-31	49 367	49 367				0			
39				-802	0	0			-822	4 575
40	2012-04-30	52 319	48 565				3 753			
41				-828	0	0			-849	0
42	2012-05-31	50 641	47 737				2 904			
43				-802	0	0			-822	0
44	2012-06-30	49 017	46 935				2 082			
45				-828	0	0			-849	2 274
46	2012-07-31	49 613	46 107				3 507			
47				-828	0	2 885			-849	0
48	2012-08-31	50 820	48 163				2 658			
49				-802	0	7 093			-822	0
50	2012-09-30	56 289	54 454				1 836			

2

Annexe E - Suivi des niveaux d'inventaires de l'usine LSR (suite)

Mois	Inventaire total	Gaz Métro				"Client" GNL					
		Inventaire	Évapo.	Regaz.	Liquéf.	Capacité réservée	Inventaire	Vente d'unité en inv.	Retrait GNL	Liquéf.	
(1)	(2)	(3)	(4) (mesuré)	(5) (mesuré)	(6) (mesuré)	(7)	(8)	(9)	(10) (pesé)	(11) (mesuré)	
Année 2012-2013											
51	2012-09-30	56 289	54 454								
52				-828	0	828	9 929	1 836	5 792	-849	3 151
53	2012-10-31	58 591	48 662					9 929			
54				-802	0	0				-1 973	0
55	2012-11-30	55 816	47 860					7 956			
56				-828	0	0				-2 038	0
57	2012-12-31	52 950	47 032					5 918			
58				-828	-731	0				-2 038	0
59	2013-01-31	49 352	45 472					3 879			
60				-748	0	0				-1 841	0
61	2013-02-28	46 762	44 724					2 038			
62				-828	0	0				-2 038	0
63	2013-03-31	43 896	43 896					0			
64				-802	0	0				-1 973	8 654
65	2013-04-30	49 775	43 094					6 681			
66				-828	0	0				-2 038	0
67	2013-05-31	46 909	42 266					4 643			
68				-802	0	0				-1 973	0
69	2013-06-30	44 134	41 464					2 670			
70				-828	0	0				-2 038	8 942
71	2013-07-31	50 210	40 635					9 575			
72				-828	0	2 885				-2 038	0
73	2013-08-31	50 228	42 692					7 536			
74				-802	0	6 772				-1 973	0
75	2013-09-30	54 225	48 662					5 564			
Année 2013-2014											
76	2013-09-30	54 225	48 662					5 564			
77				-828	0	828				-2 038	6 404
78	2013-10-31	58 591	48 662					9 929			

1

1 **ANNEXE F – EXEMPLES DE VENTES DE GNL À 12 Mm³**

2 **Tableau 1 : Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 12 Mm³ au**
3 **« client » GNL**

4 **Tableau 2 : Impact d'une croissance de volume de GNL de 10 Mm³ à 12 Mm³ sur le plan**
5 **d'approvisionnement des services tarifés**

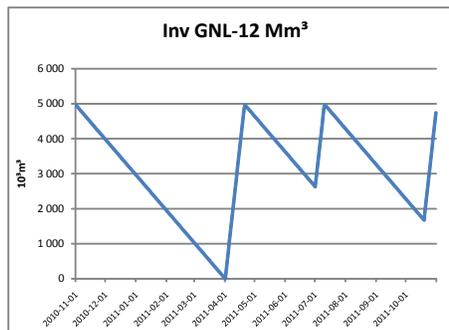
6 **Tableau 3 : Calcul du revenu requis considérant un volume de 12 Mm³ au « client »**
7 **GNL**

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe F - Tableau 1 - Coûts reliés à l'utilisation de l'usine LSR pour un volume de 12 Mm³ au "client" GNL

Données sur les capacités			
	TJ	10 ^m ³ *	Ratio
1 Capacité d'entreposage	2 192	58 591	
2 Clientèle régulière	2 007	53 626	91,5%
3 "Client" GNL	186	4 964	8,5%
4 Capacité potentielle de liquéfaction	2 310	61 732	
5 Clientèle régulière	1 861	49 732	80,6%
6 "Client" GNL	449	12 000	19,4%
7 Quantité annuelle liquéfiée	859	22 966	
8 Clientèle régulière	410	10 966	47,7%
9 "Client" GNL	449	12 000	52,3%

* Facteur de conversion = 0,03742



	Coûts			Variation		Allocation des coûts avec 12 Mm ³ de ventes au "client" GNL						
	excluant le "client" GNL	avec 10 Mm ³ au "client" GNL	avec 12 Mm ³ au "client" GNL	Coûts 12 Mm ³ vs Coûts excluant le "client" GNL	Coûts 12 Mm ³ vs Coûts 10 Mm ³	Méthode d'allocation	Entreposage		Liquéfaction		Regazéification	
	(2)	(3)	(4)	(5) = (4) - (2)	(6) = (4) - (3)	(7)	Fixes (8)	Variables (9)	Fixes (10)	Variables (11)	Fixes (12)	Variables (13)
10 Base de tarification (BT)												
11 Coûts non amortis	15 290	15 290	15 290	-	-	Répartition de l'annexe D ratio des coûts de l'actif	4 404 28,8%	8 057 52,7%		2 829 18,5%		
Frais de l'usine												
12 Salaires et avantages sociaux	1 547	1 568	1 572	25	4	Pro-rata de l'actif	453	828			291	
13 Assurances	953	953	953	-	-	Pro-rata de l'actif	275	502			176	
14 Services d'entretien	660	712	722	63	10	Pro-rata de l'actif	208	381			134	
15 Matériaux et pièces	103	103	103	-	-	Pro-rata de l'actif	30	54			19	
16 Services professionnels	65	65	65	-	-	Pro-rata de l'actif	19	34			12	
17 Autres frais divers	209	209	209	-	-	Pro-rata de l'actif	60	110			39	
18 Réfrigérant	65	87	91	25	4	100 % liquéfaction	-		91			
19 Gaz naturel												
20 regazéification	66	66	66	-	-	100 % regazéification						66
21 liquéfaction	41	81	89	49	8	100 % liquéfaction			89			
22 autres	19	19	19	-	-	Pro-rata de l'actif	5	10			3	
23 Total gaz naturel	125	165	174	49	8		5	10	89		3	66
24 Électricité												
25 fixes	318	318	318	-	-	Pro-rata de l'actif	92	168			59	
26 variables - regazéification	7	7	7	-	-	100 % regazéification						7
27 variables - liquéfaction	441	829	868	427	39	100 % liquéfaction			868			
28 Total électricité	767	1 155	1 194	427	39		92	168	868		59	7
29 Sous-total frais de l'usine	4 494	5 017	5 082	588	66		1 141	2 088	1 048		733	73
30 Dépenses d'amortissement	1 196	1 196	1 196	-	-	Pro-rata de l'actif	344	630			221	
31 Rendement sur BT à 7,63 %	1 167	1 167	1 167	-	-	Pro-rata de l'actif	336	615			216	
32 Impôts reliés au rendement à 9,21 %	242	242	242	-	-	Pro-rata de l'actif	70	127			45	
33 Taxes sur le capital	5	5	5	-	-	Pro-rata de l'actif	1	3			1	
34 Grand Total	7 103	7 626	7 691	588	66		1 893	3 462	1 048		1 216	73
35 Capacité / quantité totale pour chaque élément (10^m³)							58 591	61 732	22 966			
36 Coût unitaire de chaque élément (¢/m³)							3,230	5,609	4,563			
Coût d'utilisation pour le "client" GNL												
37 Capacité / quantité du "client" GNL pour chaque élément (10 ^m ³)							4 964	12 000	12 000			
38 Coûts totaux (000 \$) (L. 36 x L.37)							160	673	548			

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe F - Tableau 2 - Impact d'une croissance de volume de GNL de 10 Mm³ à 12 Mm³ sur le plan d'approvisionnement des services tarifés

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES SERVICES TARIFÉS - 2011					
APPROCHE ABSOLUE					
	Cause tarifaire excluant le "client" GNL	Cause tarifaire incluant 10 Mm ³ au "client" GNL	Cause tarifaire incluant 12 Mm ³ au "client" GNL	Variation vs Cause tarifaire excluant le "client" GNL (4) = (3) - (1)	Variation vs Cause tarifaire incluant 10 Mm ³ au "client" GNL (5) = (3) - (2)
	(1)	(2)	(3)		
DEMANDE (10⁶ m³)					
1	Continue	4 070	4 070	0	0
2	Interruptible	719	719	0	0
3	Gaz d'appoint	267	267	0	0
4	Biogaz	30	30	0	0
5	Sous-total	5 086	5 086	0	0
6	Interruptions	-41	-40	2	0
7	Autres	54	55	0	0
8	Ventes GNL	0	10	12	2
9	TOTAL DEMANDE	5 099	5 111	14	2
APPROVISIONNEMENT (10⁶ m³)					
10	Transport				
11	FT LH (primaire & secondaire)	2 939	2 939	0	0
12	Transport par échange	335	335	0	0
13	Transport clients	515	515	0	0
14	Transport gaz d'appoint	267	267	0	0
15	FTLH non utilisé	-20	-20	1	0
16	Appro total utilisé	4 036	4 036	1	0
17	Achats à Dawn	1 030	1 042	13	1
18	Biogaz	30	30	0	0
19	Autres	0	0	0	0
20	Retraits - injections	2	2	0	0
21	TOTAL APPROVISIONNEMENT	5 099	5 111	14	2
DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10³m³/jour)					
22	Journée de pointe - continu	27 628	27 628	0	0
23	Total appro. après vente	28 802	28 881	106	26
24	Provision additionnelle	28 802	28 881	106	26
ESTIMATION DES COÛTS (000\$)					
Coûts de transport					
25	Transport clients	n/a	n/a	n/a	
26	FT LH (primaire - sec & échange)	187 140	187 141	187 142	1
27	STS	39 775	39 740	39 721	-54
28	FTSH (Dawn & Parkway)	29 015	29 058	29 072	57
29	SH marché secondaire	0	358	477	477
30	Autres	0	0	0	0
31	Vente de transport FTLH non utilisé	-428	-425	-414	14
32	Achats à Dawn - transport & équilibrage	17 440	17 552	17 567	127
33	Total - coûts de transport	272 943	273 424	273 565	621
34	Coûts d'entreposage (incluant l'usine LSR) *	42 295	42 337	42 332	37
35	Sous-total transport et entreposage	315 238	315 761	315 897	658
36	Service de transport	251 296	252 026	252 130	835
37	Service d'équilibrage - pointe	31 064	31 625	31 805	741
38	Service d'équilibrage - espace	32 878	32 110	31 961	-917
39	Maintien des inventaires	7 206	7 171	7 164	-42
40	Service de fourniture	5 198	5 173	5 167	-30
41	Service de compression	123	122	122	-1
42	Service de transport	1 885	1 876	1 874	-11
43	TOTAL DES SERVICES TARIFÉS	322 444	322 933	323 060	616

1

* excluant l'augmentation des coûts d'utilisation de l'usine LSR présenté distinctement au tableau 1

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe F - Tableau 3 - Calcul du revenu requis considérant un volume de 12 Mm³ au "client" GNL

Cause tarifaire 2011 - suivi en cours d'année

	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	Transport (4)	Équilibrage Pointe (5)	Équilibrage Espace (6)	Total (7)	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR (8)
Établissement du revenu requis - excluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
1	Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905		262 661	32 725	27 015	337 306	
2	Rabais à la consommation et autres	46					46	
3	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000					1 000	
4	Autres revenus d'exploitation	(5 039)					(5 039)	
5	Dépenses d'exploitation	158 600					158 600	
6	Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493					12 493	
7	Amortissements immobilisations	85 698			1 196		86 894	
8	Amortissements frais reportés	41 921					41 921	
9	Fonds vert	40 248					40 248	
10	Impôts fonciers et autres	23 944		1		7	23 988	
11	Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372	29 886	
12	Rendement sur la base de tarification	124 381	5 471	188	1 818	1 798	135 179	
13	Revenu requis excluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	862 522	
Établissement du revenu requis - incluant les ventes au "client" GNL (000\$)								
14	Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905		263 495 ⁽¹⁾	34 055 ⁽²⁾	26 098 ⁽¹⁾	338 553	
15	Rabais à la consommation et autres	46					46	
16	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000					1 000	
17	Autres revenus d'exploitation	(5 039)					(5 039)	
18	Dépenses d'exploitation	158 600					158 600	
19	Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493					12 493	
20	Amortissements immobilisations	85 698			1 196 ⁽³⁾		86 894	
21	Amortissements frais reportés	41 921					41 921	
22	Fonds vert	40 248					40 248	
23	Impôts fonciers et autres	23 944	22	1		7 ⁽³⁾	23 988	
24	Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372 ⁽³⁾	29 886	
25	Rendement sur la base de tarification	124 381	5 440 ⁽¹⁾	188 ⁽¹⁾	1 807 ⁽¹⁾	1 798 ⁽³⁾	135 137	
26	Revenu requis incluant les ventes au "client" GNL, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	525 847	6 595	228	265 686	37 428	863 726	1 205
27	Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL					(1 381) ⁽³⁾	(1 381)	
28	Revenus requis incluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 595	228	265 686	36 047	862 345	
29	Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement (I.13 - I.28) (à rembourser au "client" GNL)	0	30	1	(824)	52	176	
30	Revenu requis avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	862 522	
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL								
31	Volume (10 ³ m ³)	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	
32	Coût unitaire excluant le Fonds vert (¢/m ³)	1,818 ⁽⁴⁾	(0,008) ⁽⁵⁾	(0,000) ⁽⁵⁾	5,982 ⁽⁵⁾	- ⁽⁵⁾	(1,193) ⁽⁵⁾	6,599
33	Coût par service remboursé par le "client" GNL	(218)	1	0	(718)	-	143	(792)
34	Revenu requis de la clientèle réglementée	525 628	6 627	228	264 144	36 098	29 004	861 730

(1) Coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de l'annexe F

(2) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de l'annexe F et coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de l'annexe F

(3) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de l'annexe F

(4) Coûts moyens de distribution selon l'étude d'allocation des coûts 2009-2010 pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A - excluant le tarif du Fonds vert 2010 de 1,01 ¢/m³

(5) Coûts moyens établis conformément au tarif du service pour un client au tarif de distribution 5.7 volet A selon le profil global de l'usine LSR

1 **ANNEXE G – EXEMPLE AU RAPPORT ANNUEL**

2 **Tableau 1 : Analyse du coût de service réel lors du rapport annuel**

3 **Tableau 2 : Détail de l'ajustement à facturer au « client » GNL en fin d'année financière**

4

Demande d'aménagements des modalités à l'égard de l'activité GNL, R-3751-2010 Attachment

Annexe G - Tableau 1 - Analyse du coût de service réel lors du rapport annuel

Exemple au rapport annuel de ventes de GNL de 12 Mm³

	<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>Compression</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Pointe</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Espace</u>	<u>Total</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Revenu requis de la clientèle réelementée établi à la Cause tarifaire (incluant 10 Mm³ de ventes GNL) ⁽¹⁾							
1	Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905		263 391	33 809	26 247	338 352
2	Rabais à la consommation et autres	46					46
3	Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000					1 000
4	Autres revenus d'exploitation	(5 039)					(5 039)
5	Dépenses d'exploitation	158 600					158 600
6	Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493					12 493
7	Amortissements immobilisations	85 698			1 196		86 894
8	Amortissements frais reportés	41 921					41 921
9	Fonds vert	40 248					40 248
10	Impôts fonciers et autres	23 944	22	7	7	6	23 988
11	Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	316	29 886
12	Rendement sur la base de tarification	124 381	5 446	188	1 809	1 798	135 145
13	Revenu requis incluant les ventes au "client" GNL, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	525 847	6 601	228	265 583	37 182	863 533
14	Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL					(1 168)	(1 168)
15	Revenus requis incluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 601	228	265 583	36 014	862 365
16	Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement (à rembourser au "client" GNL)	0	25	1	(721)	85	157
17	Revenu requis avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	862 522
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL							
18	Volume (10 ³ m ³)	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
19	Coût unitaire excluant le Fonds vert (¢/m ³)	1,818	(0,008)	(0,000)	5,982	-	(1,193)
20	Coût par service remboursé par le "client" GNL	(182)	1	0	(598)	-	119
21	Revenu requis de la clientèle réglementée	525 665	6 627	228	264 264	36 098	861 862

1

2

Annexe G - Tableau 1 - Analyse du coût de service réel lors du rapport annuel (suite)

	<u>Distribution</u>	<u>Fourniture</u>	<u>Compression</u>	<u>Transport</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Pointe</u>	<u>Équilibrage</u> <u>Espace</u>	<u>Total</u>
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Coût de service réel pour l'exercice terminé le 30 septembre (incluant 12 Mm³ de ventes GNL)							
22 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	14 905			263 495 ⁽²⁾	34 055 ⁽³⁾	26 098 ⁽²⁾	338 553
23 Rabais à la consommation et autres	46						46
24 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	1 000						1 000
25 Autres revenus d'exploitation	(5 039)						(5 039)
26 Dépenses d'exploitation	158 600						158 600
27 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	12 493						12 493
28 Amortissements immobilisations	85 698				1 196 ⁽⁴⁾		86 894
29 Amortissements frais reportés	41 921						41 921
30 Fonds vert	40 248						40 248
31 Impôts fonciers et autres	23 944	22	1	7	7 ⁽⁴⁾	6	23 988
32 Impôts revenu	27 650	1 133	39	376	372 ⁽⁴⁾	316	29 886
33 Rendement sur la base de tarification	124 381	5 440 ⁽³⁾	188 ⁽³⁾	1 807 ⁽³⁾	1 798 ⁽⁴⁾	1 524	135 137
34 Coût de service réel, avant retrait des coûts pour le "client" GNL	525 847	6 595	228	265 686	37 428	27 943	863 726
35 Coût d'utilisation de l'usine remboursé par le "client" GNL ⁽⁴⁾					(1 381)		(1 381)
36 Coût de service réel incluant les ventes au "client" GNL	525 847	6 595	228	265 686	36 047	27 943	862 345
37 Montant à rembourser / (facturer) au "client" GNL pour éviter l'interfinancement ⁽⁵⁾ (à rembourser au "client" GNL)	0	30	1	(824)	52	917	176
38 Coût de service réel avant retrait des coûts des services F, C, T, É et D du "client" GNL	525 847	6 626	228	264 862	36 098	28 861	862 522
Coûts des services F, C, T, É et D remboursés par le "client" GNL							
39 Volume GNL durant la période (10 ³ m ³)	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000	12 000
40 Coût unitaire facturés durant la période (¢/m ³)	1,818	(0,008)	(0,000)	5,982		(1,193)	6,599
41 Coût par service remboursés par le "client" GNL	(218)	1	0	(718)		143	(792)
42 Coût de service réel de la clientèle réglementée	525 628	6 627	228	264 144	36 098	29 004	861 730

(1) Selon l'évaluation présentée au tableau 5 de l'annexe B, lignes 14 à 34

(2) Coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 de l'annexe F, colonne 6

(3) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 (col.6) de l'annexe F et coûts additionnels reliés au plan d'approvisionnement présentés au tableau 2 (col.6) de l'annexe F

(4) Coûts additionnels d'utilisation de l'usine LSR présentés au tableau 1 de l'annexe F

(5) Selon l'évaluation présentée au rapport annuel (tableau 3, annexe F, ligne 29)

1

2

Annexe G - Tableau 2 - Détail de l'ajustement à facturer au "client" GNL en fin d'année financièreExemple au rapport annuel de ventes de GNL de 12 Mm³

	Coûts prévu à la Cause (000 \$)	Coût réel (000 \$)	Ajustement (000 \$)		
Partie fixe					
1	Coût d'utilisation de l'usine LSR	1 168	1 381	212	
2	Montant transféré au "client" GNL éviter l'interfinancement	-157	-176	(1)	-19
3	Coût net des outils de remplacement de l'usine LSR	1 011	1 205	193	À facturer au "client" GNL

Il est à noter que la partie variable, représentant le coût des services F, C, T, É et D auront été facturés mensuellement selon le volume de GNL réellement vendu. Aucun ajustement de fin d'année n'est requis pour cette partie.

1 (1) Selon les montants établis lors de l'examen du rapport annuel, annexe G, tableau 1, ligne 37, colonne 7

UNION GAS LIMITED

Undertaking of Ms. Van Der Paelt
To Ms. Grice

To update the table provided in response to Energy Probe No.9, to reflect current commitments in the forecast.

The table has been updated to show the current annual revenue forecast from customers that expressed interest in Union's request for expressions of interest to purchase LNG at Hagar as reflected in Union's updated evidence dated October 9, 2014.

Non Binding Open Season

Party	Minimum Annual Commitment	Current Status	Annual Revenue
Proposed L1 Rate			\$ 5.073
"A"	106,180	106,180	\$ 538,651
"B"	55,000	Withdrew Expression	\$ -
"C"	90,253	90,253	\$ 457,853
"D"	150,000	Withdrew Expression	\$ -
"E"	190,000	Withdrew Expression	\$ -
"F"	109,200	109,200	\$ 553,972
"G"	250,000	New customer	\$ 1,268,250
Total	950,633		\$ 2,818,726

UNION GAS LIMITED

Undertaking of Ms. Van Der Paelt
To Ms. Grice

To update the table provided in response to Energy Probe No. 10, to reflect the shift in years.

The table that provides the calculations used to support Union's liquefaction sales forecast has been updated to reflect the shift in the in-service date from September 1, 2015 to July 1, 2016.

Year	LNG Available ('000's GJ) (1)	Load Factor for Sales (2)	Forecast Sales Activity (3)
2016	339.2	45%	152.6
2017	678.4	70%	474.9
2018	678.4	90%	610.6

Notes:

- (1) Assumes 344 days liquefaction times average daily liquefaction (3,186 GJ / day) less boil off replacement and System Integrity vapourization replacement = 678,400 GJ
- (2) Projected load factor based on current discussions
- (3) Forecast Sales Activity (Exhibit A Tab 2 Schedule 5 UPDATED - Line 9)

UNION GAS LIMITED

Undertaking of Ms. Van Der Paelt
To Ms. Grice

To update the table provided in response to BOMA No. 10, to reflect the current state of commodity prices.

The table that supports the LNG competitiveness with diesel has been updated to reflect current commodity prices.

	\$/GJ	\$/DLE
Rest of Gas Year Dec'14/Oct'15 - Empress (Enerdata - Nov 28/2014)	\$ 3.586	\$ 0.130
TCPL tolls to NDA (including Fuel)	\$ 1.410	\$ 0.051
Liquefaction Tolls	\$ 5.073	\$ 0.184
Wholesale Price (FOB Hagar)	\$ 10.07	\$ 0.365
LNG Transportation Cost (300 km)		\$ 0.100
Retail Markup		\$ 0.300
LNG Cost to Consumer		\$ 0.765
Diesel Price (MOE Gasoline Report for Week ended Nov 24, 2014)		\$ 1.241
Savings		38%