

**RÉPONSE À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE  
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE  
GAZ MÉTRO À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2016**

---

**CALENDRIER DE TRAITEMENT D'UN DOSSIER TARIFAIRE**

1. **Références :** [Guide de dépôt de Gaz Métro, p. 4.](#)

**Préambules :**

<b>TYPE DE DEMANDE</b>	<b>DATES DE DÉPÔT DEMANDÉES</b>
Dépôt du dossier tarifaire*	
A) Sujets d'audience	▪ 7 mois avant la date demandée d'entrée en vigueur des tarifs
B) Documentation présentée au groupe de travail du PEN	▪ 7 mois avant la date demandée d'entrée en vigueur des tarifs
C) Résultat du processus d'entente négociée	▪ Selon l'échéancier de la décision procédurale
Dépôt du rapport annuel	▪ 3 mois après la fin de l'année financière

**Demande :**

1.1 La Régie constate que le délai demandé dans le Guide de dépôt pour le traitement d'un dossier tarifaire n'est pas respecté au présent dossier. Veuillez présenter de façon détaillée une ou des proposition(s) de traitement du prochain dossier tarifaire afin de respecter le délai demandé par la Régie.

**Réponse :**

Gaz Métro souligne que le Guide de dépôt précise que le dépôt du dossier tarifaire doit se faire « 7 mois avant la date demandée d'entrée en vigueur des tarifs » (nous soulignons). Dans le cas particulier du présent dossier, le constat tiré par la Régie quant au respect du Guide de dépôt repose sur la demande formulée par Gaz Métro afin qu'une décision soit

rendue de manière à permettre l'entrée en vigueur des tarifs au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du déplacement des approvisionnements vers Dawn (pièce B-0001).

Or, Gaz Métro soumet respectueusement qu'un tel constat ne saurait s'appliquer à l'ensemble des dossiers tarifaires antérieurs soumis par Gaz Métro et que la présente situation ne constitue toutefois pas la norme. En effet, chaque année, Gaz Métro dépose son dossier tarifaire sans « demander » de date précise d'entrée en vigueur des tarifs. Certes, l'intitulé des demandes de Gaz Métro emploie les termes « à compter du 1<sup>er</sup> octobre » mais ceci afin de signaler l'année tarifaire visée par ces demandes, et ce, sans pour autant que Gaz Métro « demande » à la Régie que l'entrée en vigueur des tarifs soit fixée au début de cette année tarifaire, soit au 1<sup>er</sup> octobre de chaque année. La Régie peut ainsi rendre ses décisions à l'intérieur du délai qu'elle souhaite.

Dans l'éventualité où ces décisions sont rendues de manière à ce que les tarifs entrent en vigueur après le 1<sup>er</sup> octobre, les tarifs déjà en vigueur ou des tarifs provisoires peuvent être appliqués et les éventuels écarts sont captés dans un compte de frais reportés pour décision tardive. Gaz Métro soumet donc respectueusement qu'à défaut de devoir se conformer à un Guide de dépôt exigeant le dépôt des dossiers tarifaires « 7 mois avant le début de l'année tarifaire », elle respecte, normalement, les délais fixés par ce Guide.

Ceci étant précisé, afin de présenter l'ensemble des informations actuellement requises dans une cause tarifaire, incluant la prévision 4/8 de l'année en cours, Gaz Métro n'est pas en mesure de déposer avant le printemps. Ainsi, bien que Gaz Métro soit toujours à la recherche de nouvelles avenues pour faciliter le processus réglementaire, des allègements significatifs devraient être apportés afin de permettre un dépôt du dossier au moins « 7 mois avant le début de l'année tarifaire ». La venue d'un prochain mécanisme incitatif pourrait notamment être une opportunité pour alléger le processus réglementaire et ainsi faciliter un dépôt plus rapide des dossiers tarifaires.

Par ailleurs, si la Régie le juge à-propos, Gaz Métro est disposée à participer à une séance de travail afin de discuter d'éventuelles nouvelles avenues. À cette occasion, Gaz Métro pourrait faire état des contraintes (notamment quant aux informations disponibles, selon les différentes périodes de travail ciblées) avec lesquelles elle doit composer lors de la confection de ses dossiers tarifaires.

## CODE DE CONDUITE

2. **Références :** [Décision D-2015-181, p.101, paragraphe 363.](#)

### Préambules :

« [363] *De plus, considérant le développement récent de l'industrie du GNL et l'arrivée sur le marché de nouveaux joueurs, la Régie demande à Gaz Métro une analyse de faisabilité relative à un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de l'usine LSR. La Régie demande à Gaz Métro de déposer une proposition à cet égard, le cas échéant, dans un prochain dossier tarifaire.* »

### Demande :

2.1 Veuillez indiquer quand Gaz Métro prévoit déposer le suivi demandé par la Régie dans la décision D-2015-181.

### Réponse :

Gaz Métro est d'avis que l'arrivée du nouveau train de liquéfaction, prévu pour l'année tarifaire 2017, pourrait influencer la « faisabilité relative à un processus ouvert d'attribution des capacités de liquéfaction réglementées et des capacités d'entreposage de l'usine LSR ». Conséquemment, Gaz Métro prévoit déposer le suivi demandé par la Régie dans le dossier tarifaire 2018, soit le premier dossier tarifaire après l'arrivée du nouveau train de liquéfaction.

3. **Références :**

- (i) Pièce [B-0074, page 1](#);
- (ii) Pièce [B-0074, page 3](#);
- (iii) Pièce [B-0074, page 4](#);
- (iv) Décision [D-2002-95, page 42](#);

### Préambule :

(i) Le document à la pièce B-0074 s'intitule « *Code de conduite du distributeur régissant les transactions entre apparentées du groupe corporatif* » (le Code de conduite).

(ii) Au paragraphe 2.3 du Code de conduite, il est écrit que :

« 2.3 Le présent Code de conduite vise également à s'assurer que les décisions prises par le Distributeur à l'égard de ses activités non réglementées ou de ses sociétés apparentées ne se feront pas au détriment de ses activités réglementées.

À cet effet, le Code de conduite vise notamment à :

- assurer l'intégrité économique et financière des entités apparentées ou des activités non réglementées impliquées dans une transaction avec le Distributeur;
- éviter et détecter toute forme de traitement préférentiel indu en faveur des entités apparentées ou des activités non réglementées en conformité avec les règles établies à la section 3;
- [...] » [nous soulignons]

(iii) Au paragraphe 3.1 du Code de conduite, il est également écrit que :

« 3.1 Les transactions entre le Distributeur et les entités apparentées ou les activités non réglementées doivent :

- assurer l'intégrité financière et économique de chacune des entités ou de l'activité non réglementée;
- éviter de conférer à l'une d'elles un privilège ou un avantage concurrentiel indu en raison de sa parenté avec le Distributeur;  
[...]
- ne pas être faites au détriment de son activité réglementée »

[...]

« 3.4 Advenant que dans le cadre du développement d'un projet ayant une grande consommation de gaz naturel, un client potentiel du Distributeur, promoteur d'un tel projet, se trouve en compétition directe avec une société apparentée ou une activité non réglementée du Distributeur pour le développement de ce projet, les règles de conduite produites en annexe s'appliqueront et ce, afin d'éviter toute perception que le Distributeur confère un privilège ou un avantage concurrentiel indu à son propre projet en raison de sa parenté avec le Distributeur. » [nous soulignons]

(iv) Dans sa décision D-2002-95, la Régie écrivait ce qui suit:

« Le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé. Par exemple, il est mentionné à l'article 4 du Règlement 659 et est l'un des objets de l'Ordonnance 889 de FERC.

*Un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel en faveur des autres unités et affiliés de l'entreprise intégrée en régissant les comportements, les échanges d'employés et d'informations. Il vise aussi à prévenir l'interfinancement en encadrant les transactions avec le transporteur qui ont des impacts financiers pour ce dernier ». [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 3.1** Veuillez justifier l'utilisation du mot « indu » aux articles 2.3, 3.1 et 3.4 et concilier cette utilisation avec le texte de la référence iii) qui indique qu'un code de conduite vise à prévenir toute forme de traitement préférentiel.

**Réponse :**

Dans sa décision D-2002-95, la Régie signale, à la page 42, que « le code de conduite est un outil utilisé par plusieurs organismes de régulation dans le cadre de leur mandat de protection de la clientèle du service réglementé » (nous soulignons). La Régie réitère ce principe à la page 42 de cette même décision lorsqu'elle souligne le fait que le code, alors soumis à son examen, « ne fait pas état de l'objectif de protéger le client du service réglementé ».

Ainsi, Gaz Métro soumet que lorsque la Régie précise, dans cette décision D-2002-95, qu'un code de conduite doit permettre de prévenir les traitements préférentiels en faveur d'une entité affiliée, cette mention doit être lue et comprise à la lumière de l'objectif décrit par la Régie dans cette décision, qui est de voir à la protection de la clientèle réglementée.

Or, Gaz Métro croit que les termes employés dans son code de conduite (B-0074) sont tout à fait alignés avec l'objectif poursuivi par la Régie dans la décision D-2002-95. En effet, Gaz Métro croit qu'il pourrait être souhaitable qu'une transaction avec une tierce partie, dont une entité affiliée, puisse procurer à cette dernière un avantage concurrentiel si l'octroi d'un tel avantage s'avèrerait nécessaire à la conclusion d'une transaction au bénéfice mutuel des parties, et incidemment à l'avantage de la clientèle réglementée. Par contre, Gaz Métro croit que l'ampleur d'un tel avantage doit être calibrée afin d'éviter de remettre en question l'objectif consistant à protéger la clientèle réglementée. Dans cette perspective, Gaz Métro est d'avis que le mot « indu » sert d'outil de calibrage en lui permettant de juger, au cas par cas, du caractère approprié des différentes transactions entre apparentées.

- 3.2** Veuillez commenter la proposition visant à ajouter au premier alinéa du paragraphe 2.3 le texte suivant :

*« 2.3 De plus, il vise à s'assurer que les décisions prises par le Distributeur à l'égard de ses activités réglementées se fassent dans le meilleur intérêt de la clientèle de ces activités. »*

**Réponse :**

Selon Gaz Métro, la proposition ne serait pas souhaitable. En effet, le code, comme son nom l'indique et tel que souligné en référence (i), vise à « [régir] les transactions entre apparentées du groupe corporatif ». Ainsi, les conduites ciblées par ce code impliquent nécessairement une interaction entre, d'une part, le distributeur, en tant qu'entité réglementée et, d'autre part, les sociétés apparentées non réglementées. Or, dans le libellé de la proposition, les sociétés apparentées non réglementées sont entièrement absentes. Un tel libellé suggéré par la Régie élargirait donc considérablement la portée du code de conduite à des situations qui ne sont pas visées par le code de conduite. D'autant plus, il serait possible de prétendre qu'un code de conduite ainsi libellé exigerait du Distributeur qu'il agisse uniquement « dans le meilleur intérêt de la clientèle des activités réglementées ». Or, par exemple, le Distributeur pourrait vouloir soumettre une demande à la Régie qui vise à répondre d'abord à un besoin dicté par l'intérêt public plutôt que par la recherche du « meilleur intérêt de la clientèle réglementée ». D'ailleurs, la Régie, sur réception d'une telle demande, devrait, selon l'article 5 de la Loi sur la Régie de l'énergie, chercher à concilier la protection des consommateurs, le traitement équitable du distributeur et l'intérêt public.

- 3.3** Veuillez commenter la proposition visant à ajouter au dernier alinéa du paragraphe 3.1 « *ne pas être faites au détriment de son activité réglementée* » la phrase suivante :

« • être faite dans le meilleur intérêt de la clientèle de activités réglementées ».

**Réponse :**

Précisons tout d'abord qu'en situation de libre concurrence, toute bonne entente entre deux parties se doit d'être bénéfique pour ces deux parties afin d'ultimement voir le jour. La recherche de cet équilibre entre les intérêts des parties constitue normalement une condition essentielle à remplir car elle est dans l'intérêt des deux parties qui améliorent mutuellement leur sort en s'associant l'une à l'autre.

Dans cet esprit, Gaz Métro croit qu'une approche consistant à systématiquement privilégier les intérêts de la clientèle réglementée au lieu de rechercher l'atteinte d'un équilibre entre les intérêts des différentes parties serait ultimement pénalisante pour tous, car elle s'éloignerait de la réalité du marché, menaçant ainsi l'éclosion possible de partenariats et d'ententes fructueuses et bénéfiques pour tous, incluant la clientèle réglementée.

Gaz Métro suggère donc de maintenir le vocabulaire proposé.

**4. Référence :** Pièce [B-0074, Annexe](#);

**Préambule :**

À l'Annexe de la référence i), Gaz Métro dépose les Règles de conduite pour « *Gaz Métro en tant que distributeur de gaz naturel et promoteur de projets grands utilisateurs de gaz naturel* ».

Ces règles indiquent que « *la Société pourrait décider d'investir, directement ou indirectement, dans des projets qui font une grande utilisation du gaz naturel ...* » et qu'il y aurait donc lieu de « *préciser les règles de conduite qui doivent s'appliquer lorsque la Société traite, en tant que distributeur, avec des promoteurs (les « Promoteurs ») d'autres Projets et ce, afin d'éviter toute perception que le distributeur accorde un privilège ou avantage concurrentiel indu à un Projet de la Société* ».

Trois règles sont proposées dont les deux suivantes :

« 1) *Tous les membres du personnel de la Société, dans ses activités de distributeur, qui pourraient assister un Promoteur de Projet, notamment le personnel des ventes et possiblement celui de l'approvisionnement gazier, seront à sa disposition pour lui faire connaître les services de la Société et, si requis, communiquer leur avis en matière de transport et d'approvisionnement gazier, des services qui ne sont pas exclusifs à Gaz Métro.*

2) *Les échanges d'information et discussions de nature confidentielle entre les représentants de la Société et le Promoteur seront traités de façon confidentielle, ne seront utilisés par les Ventes que dans l'objectif de bien servir le Promoteur, et en aucun cas une information confidentielle obtenue d'un Promoteur ne sera communiquée à un employé ou représentant de la Société qui est directement responsable du développement de Projets dont la Société serait Promoteur.*

[...] » [nous soulignons]

**Demandes :**

**4.1** Dans ces trois règles de conduite, doit-on comprendre que « *tous les membres du personnel de la Société qui pourraient assister un Promoteur de Projet* » de la règle 1 correspondent aux « *représentants de la Société* » de la règle 2. Si oui, ne serait-il pas pertinent de n'utiliser que l'une ou l'autre des expressions ? Sinon, veuillez élaborer sur les distinctions à faire entre ces deux règles.

**Réponse :**

*A priori*, Gaz Métro n'entrevoit pas de difficulté à ce que la proposition de la Régie soit retenue compte tenu que la distinction entre les deux termes ne visait pas à exclure certains employés de Gaz Métro de l'application à ces deux règles. Cependant, avant de pouvoir se prononcer définitivement sur cette proposition, Gaz Métro devrait la soumettre à son conseil

d'administration qui, comme l'indique l'annexe à la pièce B-0074, a approuvé ces règles de conduite. Gaz Métro propose donc qu'elle soumette cette proposition à son conseil d'administration, ce qu'elle n'a pas eu l'occasion de faire depuis la réception de la présente demande de renseignements, et d'ensuite faire rapport à la Régie dans le cadre des prochaines audiences relatives au présent dossier.

**4.2** Veuillez commenter la proposition visant à remplacer le texte de la règle 2 par le texte suivant :

- 2) *Les échanges d'information et discussions de nature confidentielle entre les membres du personnel de la Société et le Promoteur seront traités de façon confidentielle, ne seront utilisés par les Ventes et l'approvisionnement gazier que dans l'objectif de bien servir le Promoteur, et en aucun cas une information confidentielle obtenue d'un Promoteur ne sera communiquée à un employé ou représentant de la Société qui est directement ou indirectement responsable du développement de Projets dont la Société serait Promoteur. [nous soulignons]*

**Réponse :**

*A priori*, Gaz Métro ne voit pas de difficulté à ce que la proposition de la Régie soit retenue, mais doit toutefois, comme indiqué en réponse à la question 4.1, la soumettre à son conseil d'administration.



## OPTIMISATION DES OUTILS D'APPROVISIONNEMENT

- 5. Références :** (i) Décision [D-2013-091](#), Dossier R-3809-2012 Phase 1, p. 14;  
(ii) Pièce [B-0011](#), p. 1.

### **Préambule :**

- (i) À la décision D-2013-091 :

« [45] *La Régie retient donc l'année tarifaire 2017 comme première année d'application d'un indicateur de performance visant l'optimisation du coût global de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage, comme indiqué dans sa décision D-2010-116.*

[46] *Par conséquent, la Régie ordonne à Gaz Métro de déposer une nouvelle proposition d'indicateur de performance selon l'échéancier et les règles touchant le processus préalable précisés à la section 5.*

[47] *La Régie ordonne également au distributeur d'intégrer à sa nouvelle proposition toutes les orientations émises dans la présente décision et d'analyser de façon exhaustive toutes les pistes d'améliorations indiquées.* » [note omise]

- (ii) « *Gaz Métro propose également de maintenir ce mécanisme jusqu'à l'application d'un nouvel indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement qui sera proposé en suivi de la décision D-2013-091.* »

### **Demande :**

- 5.1** Veuillez préciser à quel moment Gaz Métro prévoit déposer le calendrier permettant d'encadrer l'élaboration du nouvel indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement tel que requis à la décision D-2013-091.

### **Réponse :**

Gaz Métro souhaite informer la Régie que les travaux d'analyse en lien avec la conception d'un nouvel indicateur de performance visant l'optimisation des outils d'approvisionnement ont été amorcés. De plus, Gaz Métro s'est adjoint les services d'un consultant externe afin qu'il effectue un balisage des meilleures pratiques au sein de l'industrie gazière en Amérique du Nord en termes de mécanisme incitatif visant les outils d'approvisionnement. Gaz Métro prévoit donc déposer un calendrier ainsi qu'un document de réflexion contenant, entre autres, les conclusions et recommandations du consultant externe, à l'automne 2016.

## PLAN D'APPROVISIONNEMENT

- 6. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), Tableau 3, p. 35;  
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 41.

### Préambule :

- (i) Hypothèses économiques, Taux de change (\$US/\$CAN)
- (ii) « *Il est à noter que d'autres modifications à la structure tarifaire ou aux taux utilisés pourraient donc influencer sur la situation concurrentielle présentée.* »

### Demandes :

- 6.1** Veuillez expliquer l'effet de la fluctuation du taux de change \$USD/\$CAN relativement aux hypothèses économiques retenues sur la position concurrentielle du gaz naturel, la prévision de la demande et l'estimation des coûts du plan d'approvisionnement à l'horizon de l'année 2020.

### Réponse :

En fonction des délais impartis, Gaz Métro s'est concentrée sur l'effet de la fluctuation du taux de change selon les appréciations extrêmes de +/- 15 %.

Le tableau suivant présente l'impact d'une dépréciation (-15 %) et d'une appréciation du taux de change (+ 15%) sur les prix du gaz naturel et du mazout léger par rapport aux hypothèses du plan d'approvisionnement.

	Prix du gaz naturel à Empress \$/GJ			Prix du gaz naturel à Dawn \$/GJ			Prix du mazout no.2 \$/litre		
	Moins 15 %	Plan	Plus 15 %	Moins 15 %	Plan	Plus 15 %	Moins 15 %	Plan	Plus 15 %
2016-2017	3,28 \$	2,79 \$	2,43 \$	4,24 \$	3,61 \$	3,14 \$	0,66 \$	0,56 \$	0,49 \$
2017-2018	3,56 \$	3,02 \$	2,63 \$	4,46 \$	3,79 \$	3,30 \$	0,72 \$	0,62 \$	0,54 \$
2018-2019	3,82 \$	3,25 \$	2,83 \$	4,61 \$	3,92 \$	3,41 \$	0,77 \$	0,65 \$	0,57 \$
2019-2020	4,05 \$	3,45 \$	3,00 \$	4,74 \$	4,03 \$	3,50 \$	0,80 \$	0,68 \$	0,59 \$

Il est important de spécifier que les prix découlant de la simulation sont probablement différents de ce qu'il se passerait dans la réalité suite à une telle modification du taux de change. En effet, le marché énergétique étant un marché dynamique, une variation du taux de change influence non seulement les prix mais aussi l'offre et la demande des produits énergétiques. Ceux-ci auront à leur tour un effet sur les prix. En d'autres termes, une variation de 15 % du taux de change ne signifie pas nécessairement une variation de 15 % du prix du gaz naturel.

L'impact de la fluctuation du taux de change sur la position concurrentielle est mitigé face au mazout et à l'électricité. D'abord, toutes choses étant égales par ailleurs, une appréciation du taux de change canadien par rapport à la devise américaine aura un impact à la baisse sur les prix des produits pétroliers, tandis qu'une dépréciation du taux de change canadien se traduira plutôt par une hausse des prix des produits pétroliers. En effet, le prix du pétrole brut Brent est libellé en dollar américain et le prix du mazout n°2 est corrélé fortement à ce prix. Lorsque le dollar canadien s'apprécie, le prix en dollar canadien du mazout n°2 diminue. Une appréciation du dollar canadien influence à la baisse le prix de la fourniture du gaz naturel puisque celui-ci est lié à un marché nord-américain où les transactions sont effectuées en dollar américain.

Le prix du SPEDE payé par les utilisateurs de gaz naturel et de mazout devrait aussi diminuer à la suite d'une hausse du dollar canadien. Sous ces conditions, lorsque le dollar canadien s'apprécie, la position concurrentielle du gaz naturel se détériore par rapport à celle du mazout. On peut expliquer cette baisse de la position concurrentielle par le poids relativement faible de la fourniture et du SPEDE sur la facture totale de gaz naturel par rapport au poids relatif du pétrole brut et du SPEDE sur la facture totale en mazout. En effet, le pétrole brut et le SPEDE occupe une proportion d'environ 45 % de la facture finale payée par le consommateur avant taxes, alors que les marges de raffinage et de distribution/transport occupent une place moins importante. Pour le gaz naturel, la fourniture et le SPEDE représentent généralement moins de 30 % de la facture totale des clients au tarif D<sub>1</sub>.

Ensuite, face à l'électricité, la position concurrentielle du gaz naturel devrait s'améliorer à la suite d'une appréciation du dollar canadien étant donné les effets sur les prix de la fourniture et du SPEDE décrits précédemment. Les deux tableaux suivants illustrent cette réalité :

Marché Résidentiel :		Nouvelle construction	Construction existante	Construction existante
		Équipements neufs et efficaces	Équipements neufs et efficaces	Équipements existants
(Gaz naturel = 100) Vol. an. de chauf.		1 417 m <sup>3</sup>	2 151 m <sup>3</sup>	2 674 m <sup>3</sup>
<b>Position concurrentielle présentée au dossier tarifaire</b>				
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	117	126	118
	Électricité	123	135	112
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	131	140	131
	Électricité	124	135	112
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	136	145	136
	Électricité	125	136	112
<b>2019-2020</b>	Mazout n°2	139	149	139
	Électricité	126	137	113
<b>Position concurrentielle selon une appréciation de 15 % du taux de change</b>				
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	109	117	110
	Électricité	127	140	116
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	122	131	123
	Électricité	128	141	116
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	126	136	127
	Électricité	129	142	117
<b>2019-2020</b>	Mazout n°2	130	139	119
	Électricité	131	144	119
<b>Position concurrentielle selon une dépréciation de 15 % du taux de change</b>				
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	127	136	127
	Électricité	118	129	107
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	142	152	142
	Électricité	118	129	106
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	148	158	147
	Électricité	119	129	107
<b>2019-2020</b>	Mazout n°2	152	162	152
	Électricité	120	131	108

<b>Marché Affaire :</b>		<b>Profils chauffage</b>			
		14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
<b>(Gaz naturel = 100)</b>					
Volume annuel					
<b>Position concurrentielle présentée au dossier tarifaire</b>					
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	141	152	161	172
	Électricité	160	176	177	195
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	150	161	171	183
	Électricité	160	176	176	194
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	156	167	177	189
	Électricité	160	176	176	194
<b>2019-2020</b>	Mazout n°2	160	171	181	194
	Électricité	161	177	176	194
<b>Position concurrentielle selon une appréciation de 15 % du taux de change</b>					
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	132	142	150	161
	Électricité	167	185	186	207
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	140	151	160	171
	Électricité	167	185	186	207
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	145	156	165	177
	Électricité	168	185	186	207
<b>2019-2020</b>	Mazout no 2	150	161	170	183
	Électricité	170	188	188	209
<b>Position concurrentielle selon une dépréciation de 15 % du taux de change</b>					
<b>2016-2017</b>	Mazout n°2	154	165	174	186
	Électricité	152	165	166	182
<b>2017-2018</b>	Mazout n°2	163	175	185	197
	Électricité	151	165	164	180
<b>2018-2019</b>	Mazout n°2	169	181	191	204
	Électricité	151	165	164	179
<b>2019-2020</b>	Mazout n°2	174	187	197	210
	Électricité	153	166	166	181

**6.2** Veuillez élaborer votre réponse en illustrant la sensibilité de la position concurrentielle du gaz naturel, la prévision de la demande et l'estimation des coûts du plan d'approvisionnement respectivement selon les scénarios d'une appréciation de +5%, +10% et +15% ainsi d'une dépréciation de -5%, -10% et -15% du taux de change relativement aux hypothèses présentés en (i).

**Réponse :**

Impact sur la prévision de la demande

Pour la clientèle PMD, une variation du taux de change fait varier la position concurrentielle, comme présentée à la réponse à la question 6.1, qui a son tour fait varier la prévision des livraisons associées aux nouvelles ventes.

Le tableau qui suit présente l'impact d'une fluctuation de +/- 15 % du taux de change sur les livraisons de la clientèle PMD :

<b>Livraisons CT2017 scénario de base</b>	<b>Livraisons CT2017 avec variation de -15% du taux de change</b>	<b>Livraisons CT2017 avec variation de +15% du taux de change</b>
<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>	<b>(10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>)</b>
2710,54	2710,52	2710,56

L'impact sur les livraisons au PMD d'une variation du taux de change de +/-15% est donc marginal.

Pour les clients du marché des grandes entreprises (GE), rappelons que les prévisions sont effectuées par une méthode client par client. Par conséquent, comme il ne s'agit pas d'un modèle prévisionnel économétrique, il est difficile de mesurer l'impact à la marge sur les livraisons d'une fluctuation du taux de change et/ou de la position concurrentielle. De plus, certains clients importent leurs matières premières, d'autres exportent leurs produits finaux. Mesurer l'effet marginal d'une variation du taux de change sur les livraisons globales des clients GE dépend ainsi de la réalité de chaque entreprise. Dans la pièce Gaz Métro-2 Document 1, sections 5.2 et 5.3, un scénario favorable et un scénario défavorable incorporent indirectement l'effet d'une fluctuation du taux de change via une variation de la position concurrentielle. Ces scénarios alternatifs peuvent donner une idée de l'impact d'un changement de la conjoncture économique sur les livraisons GE.

Impact sur le plan d'approvisionnement

Considérant le faible impact du taux de change sur la demande projetée pour l'année 2016-2017, il y a peu d'impact sur la demande continue en journée de pointe et, en

conséquence, aucun impact quant aux outils d'approvisionnement requis pour répondre à cette demande.

Scénario	Taux de change	Demande de pointe	Capacité excédentaire
	\$US/\$CDN	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
-15 %	0,60	33 230,7	-1 919
Dépôt	0,71	33 230,9	-1 919
+15 %	0,82	33 231,0	-1 919

Toutefois, les prix de la molécule à Empress et à Dawn étant influencés par le taux de change, les coûts totaux d'approvisionnement sont sujets à changement. Le tableau ci-joint détaille les résultats des scénarios avec une variation du taux de change de +/-15 %.

Scénario	Taux de change	Coûts d'approvisionnement projetés							
		Fourniture		Transport		Équilibrage		Total	
		Coûts	Variation vs dépôt	Coûts	Variation vs dépôt	Coûts	Variation vs dépôt	Coûts	Variation vs dépôt
\$US/\$CDN	(000 \$)		(000 \$)		(000 \$)		(000 \$)	%	
-15 %	0,60	907 072	17,6%	206 375	-1,6%	137 942	0,7%	1 251 389	11,9%
Dépôt	0,71	771 623	0,0%	209 785	0,0%	137 048	0,0%	1 118 456	0,0%
+15 %	0,82	670 733	-13,1%	212 268	1,2%	136 389	-0,5%	1 019 390	-8,9%

L'impact de la variation du taux de change se fait principalement ressentir sur le prix de fourniture.

**7. Référence :** Pièce [B-0010](#), Annexe 6.

**Préambule :**

Demande et sources d'approvisionnement gazier – Année 2016-2017

**Demandes :**

**7.1** Veuillez déposer en version papier et un fichier en format Excel, le plan d'approvisionnement présenté à la référence (i) sur une base mensuelle et inclure les informations suivantes :

- Ligne 1 - Demande continue, ventilée respectivement par tarif D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>;
- Ligne 6 - Gaz perdu et usage de la compagnie, ventilée respectivement par Gaz perdu et Usage de la compagnie
- Ligne 7 – Compression (transport et entreposage), ventilée respectivement par Fuel Transport, Fuel à l'entreposage et Fuel à l'usage de la compagnie (Pointe du Lac et St-Flavien)

**Réponse :**

L'annexe 1 présente le plan d'approvisionnement sur une base mensuelle en incluant les informations demandées.

**7.2** Veuillez présenter le plan d'approvisionnement de façon à pouvoir observer la vente prévue de capacité de transport FTLH *a priori* de 731 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>/jour. À cet effet, veuillez rajouter une rubrique intitulée « Vente FTLH *a priori* » au plan établi à la réponse de la question 7.1.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 7.1.

**8. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), Annexe 3;  
(ii) Pièce [B-0063](#), p. 1;  
(iii) Pièce [B-0063](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) Tableau « Contrats d'approvisionnement existants – Transport »

(ii) Tableau « Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2017 » - Partie Transport



(iii) Tableau « Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2017 » - Partie Équilibrage

**Demandes :**

**8.1** À partir du tableau de la référence (i), veuillez présenter pour chacun des contrats d'approvisionnement de transport effectifs au dossier tarifaire 2017, les données suivantes :

- Coûts totaux répartis entre prime fixe et prime variable;
- Coûts unitaires en \$/GJ et ¢/m<sup>3</sup>;
- Fonctionnalisation prévue pour chacune de ces capacités entre les services de transport et d'équilibrage (pointe et espace).

Veuillez fournir les mêmes informations pour le contrat de transport Champion Pipelines.

**Réponse :**

Le tableau détaillant les informations demandées est présenté à l'annexe 2 version caviardée et confidentielle.

Le coût de transport de Champion Pipeline correspond au coût de service projeté de cette dernière. Il ne résulte pas de l'application de coûts unitaires ou primes sur des volumes. Ce coût de service représente plutôt l'ensemble des dépenses d'opération, de l'amortissement ainsi que du rendement et des impôts.

**8.2** Veuillez fournir une pièce additionnelle qui présente le calcul des pourcentages de la fonctionnalisation établie entre les services de transport et d'équilibrage (pointe et espace) en support à votre réponse à la question 8.1.

**Réponse :**

Le tableau A présente le calcul des pourcentages de la fonctionnalisation.

**TABLEAU A**

Outils ordonnancés	Capacité moyenne 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Capacité pour combler A 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	Transport	Fonctionnalisation		
				Équilibrage	Équilibrage Espace	Équilibrage Pointe
Demande moyenne après interruption - année (=A)	15 458		10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour			
Réception EDA	5	5	100,0%			
T-client	334	334	100,0%			
Échange Dawn/EDA	2 164	2 164	100,0%			
FTLH	3 175	3 175	100,0%			
FTSH (Parkway-GMi)	11 327	9 780	86,3%	13,7%	100,0%	0,0%
FTSH (Dawn-GMi)	2 412	0	0,0%	100,0%	100,0%	0,0%
STS	5 705	0	0,0%	100,0%	34,6%	65,4%
		15 458				
M12 (voir le détail au Tableau B ci-dessous)						
0 à 1 715 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j - même fonctionnalisation que FTSH (Parkway-GMi)			86,3%	13,7%	100,0%	0,0%
1 716 à 7 522 Gj/j - même fonctionnalisation que STS			0,0%	100,0%	34,6%	65,4%
7 523 Gj/j et plus - même fonctionnalisation que FTSH (Parkway-GMi)			86,3%	13,7%	100,0%	0,0%
C1			0,0%	100,0%	34,6%	65,4%

Le tableau B présente la comptabilisation du M12 au dossier tarifaire 2017.

**TABLEAU B**

**Comptabilisation du M12 pour le dossier tarifaire 2017**

Points géographiques:	Dawn	Parkway	GMIT EDA	Volumes M12 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j)	Fonctionnalisation *	
					Transport	Équilibrage
<u>Contrats existants avant déplacement à Dawn</u>						
			Contrats TCPL Parkway-GMiT EDA: 1 715 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j (B)	1 715	86,3%	13,7%
			Contrats TCPL STS: 5 807 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j (par différence)	5 807	0,0%	100,0%
				7 522		
			Contrats M12: 7 522 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j (A)			
<u>Nouveaux contrats avec le déplacement à Dawn</u>						
			Contrats TCPL Parkway: 10 099 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j (D)	10 629	86,3%	13,7%
			Contrats M12: 10 629 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j (C)	18 151		
				(E)		

\* Fonctionnalisation basée sur les pourcentages du dossier tarifaire 2017 (Tableau A)  
 (A): Gaz Métro-14, doc. 1, Annexe Question 8.1, col. 6, lignes 32 à 37  
 (B): Gaz Métro-14, doc. 1, Annexe Question 8.1, ligne 25  
 (C): Gaz Métro-14, doc. 1, Annexe Question 8.1, col. 6, lignes 38 à 41  
 (D): Gaz Métro-14, doc. 1, Annexe Question 8.1, col. 6, lignes 26 à 29  
 (E): Gaz Métro-14, doc. 1, Annexe Question 8.1, col. 6, ligne 42

La fonctionnalisation des coûts associés au M12 (transport Dawn-Parkway) se fait en lien avec l'utilisation du transport entre Parkway et GMIT EDA.

En effet, avant le déplacement à Dawn, les capacités de M12 étaient de 7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j et le contrat avec TCPL pour le segment Parkway-GMIT EDA était de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j. Ainsi, un volume de M12 de 1 715 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j était fonctionnalisé au transport Parkway-GMIT EDA et 5 807 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j au transport STS par différence.

Avec le déplacement à Dawn, un volume supplémentaire de M12 de 10 629 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j a été contracté pour transporter les nouvelles capacités du segment Parkway-GMIT EDA de 10 099 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j. Ainsi, les nouvelles capacités de M12 sont associées au segment Parkway-GMIT EDA. Au dossier tarifaire 2017, ce segment est fonctionnalisé à 86,3 % au transport et 13,7 % à l'équilibrage. Les volumes de M12 de 7 522 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j par jour demeurent fonctionnalisés avec la même méthode que les années qui précèdent le déplacement à Dawn.

**8.3** Veuillez réconcilier les coûts de « *Transport LH* » et « *Transport SH* » présentés aux lignes 3 à 19 de la référence (ii) avec des données fournies en réponse à la question 8.1.

À cet effet, veuillez ajouter une colonne « *Coûts référencés* » à la référence (ii).

**Réponse :**

Le tableau détaillant les informations demandées est présenté à l'annexe 3.

Les coûts aux lignes 5, 6, 7, 8, 9, 16, 17, 18 et 19 de la référence (ii) ne sont pas des coûts liés à des contrats d'approvisionnement. Ainsi, ces coûts ne sont pas détaillés dans l'annexe de la question 8.1.

**8.4** Veuillez fournir la source et les calculs détaillés expliquant les coûts et les volumes prévus aux rubriques suivantes de la référence (ii) :

- Ligne 29, Variation d'inventaire - Solde à la fin
- Ligne 41, Ajustements d'inventaire
- Ligne 42, Ajustements d'inventaire au 1<sup>er</sup> novembre

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les sources et les calculs pour les lignes 29 et 42 de la B-0063 :

<b>Ligne 42 - Ajustements d'inventaire au 1<sup>er</sup> novembre 2016</b>		
1	Volume de transport en inventaire au 1 <sup>er</sup> novembre 2016	529 540 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
2	Estimation du tarif de transport au 1 <sup>er</sup> octobre 2016 <sup>(1)</sup>	7,728 c/m <sup>3</sup>
3	Estimation du tarif de transport au 1 <sup>er</sup> novembre 2016 <sup>(2)</sup>	<u>4,467 c/m<sup>3</sup></u>
4	Variation du tarif de transport	-3,261 c/m <sup>3</sup>
5	<b>Réévaluation des inventaires au 1<sup>er</sup> novembre 2016 (ligne 1 * ligne 4)</b>	<b><u>-17 267 \$</u></b>
<b>Ligne 29 - Variation d'inventaire - Solde à la fin</b>		
6	Volume de transport en inventaire au 30 septembre 2017	523 239 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>
7	Estimation du tarif de transport pour septembre 2017 <sup>(2)</sup>	<u>4,467 c/m<sup>3</sup></u>
8	<b>Valeur des inventaires de transport au 30 septembre 2017 (ligne 6 * ligne 7)</b>	<b><u>23 372 \$</u></b>

<sup>(1)</sup> B-0063, Gaz Métro-8, doc. 8, p.1, col. 3, l. 28  
<sup>(2)</sup> B-0063, Gaz Métro-8, doc. 8, p.1, col. 3, l. 29

Au 1<sup>er</sup> novembre 2016, une réévaluation des inventaires de transport est requise afin de refléter le nouveau tarif de transport occasionné par le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn. La réévaluation est égale à l'écart de taux entre les tarifs estimés au 1<sup>er</sup> octobre 2016 et au 1<sup>er</sup> novembre 2016, multiplié par les volumes budgétés en inventaire au 1<sup>er</sup> novembre 2016 pour une valeur de 17,3 M\$ (ligne 5 du tableau).

Le solde en inventaire à la fin de la ligne 29 correspond aux volumes budgétés en inventaire au 30 septembre 2017 multipliés par le tarif de transport au 30 septembre correspondant au tarif de transport estimé à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2016.

L'ajustement d'inventaire de la ligne 41 correspond au coût relatif des ajustements d'inventaires de transport (CTI). Il est à noter que ce coût est équivalent aux revenus d'ajustement d'inventaire présenté à la pièce B-0062, Gaz Métro-8, Document 7, col. 3, l. 23. Ces revenus visent à récupérer ou remettre, selon le cas, le solde du CFR lié à la réévaluation des inventaires.

**8.5** Veuillez fournir les calculs détaillés expliquant le montant « *Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire* » présenté à la ligne 36 de la référence (ii) et à la ligne 18 de la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les calculs pour le transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaires :

Conciliation des volumes					
	<u>Volumes</u> <u>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</u>		<u>Déboursés</u> <u>(000\$)</u>		
1	Contrat avec TCPL (Empress-GMIT EDA)		1 174 278	97 024 \$	Gaz Métro-14, document 1, Annexe Question 8.1, col. 16, l. 5
2	Contrat avec TCPL (Empress-GMIT NDA)		148 031	8 923 \$	Gaz Métro-14, document 1, Annexe Question 8.1, col. 16, l. 13
3	<b>Total</b>		<u>1 322 310</u>	<u>105 947 \$</u>	
Présentation des déboursés de B-0063					
	<u>Volumes</u> <u>(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</u>	<u>Prorata</u>	<u>Coûts</u> <u>(000\$)</u>	<u>Prorata</u>	
<u>Empress-GMIT EDA</u>					
4	Service ferme - Tarif TCPL	1 010 760	86%	83 409 \$	86% Inklus à B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 3
5	Vente de FTLH non utilisé	53 127	5%	4 423 \$	5% B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 33
6	Vente de FTLH <i>a priori</i>	<u>110 391</u>	10%	<u>9 191 \$</u>	9% B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 35
7	<b>Total des ventes de FTLH</b>	<u>163 518</u>		<u>13 615 \$</u>	
8	<b>Total EDA (ligne 1)</b>	<u>1 174 278</u>	<u>100%</u>	<u>97 024 \$</u>	<u>100%</u>
<u>Empress-GMIT NDA</u>					
9	Service ferme - Tarif TCPL (ligne 2)	<u>148 031</u>		<u>8 923 \$</u>	Inklus à B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 3
10	<b>Total (ligne 3)</b>	<u>1 322 310</u>		<u>105 947 \$</u>	
Calculs pour la ligne 36 de B-0063					
	<u>Taux</u> <u>(¢/m<sup>3</sup>)</u>	<u>Transport</u> <u>(000\$)</u>	<u>Équilibrage</u> <u>(000\$)</u>		
11	Revenus pour la vente de FTLH non utilisé	(2,880) \$	(1 530) \$		B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 32
12	Revenus pour la vente de FTLH <i>a priori</i>	<u>(12,617) \$</u>	<u>(13 928) \$</u>		B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 34
13	Revenus totaux pour les ventes	(9,454) \$	(15 458) \$		
14	Coûts totaux pour les ventes (ligne 7)	<u>8,326 \$</u>	<u>13 615 \$</u>		B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 33 et l. 35
15	Profit sur les ventes	(1,127) \$	(1 844) \$		
16	Coût alloué au transport = Revenu d'OMA de transport		<u>577 \$</u>		B-0062, Gaz Métro-8, document 7, col. 3, l. 19
17	Transfert du profit à l'équilibrage (par différence)		<u>2 421 \$</u>	(2 421) \$	B-0063, Gaz Métro-8, document 8, p. 1, col. 1, l. 36

Les revenus pour la vente de FTLH non utilisés sont présentés à la pièce B-0010, Gaz Métro-2, Document 1, page 103, ligne 10 (1,5 M\$) et ceux de la vente de FTLH *a priori* à la pièce B-0010, Gaz Métro-2, Document 1, page 102, ligne 26 (13,9 M\$).

Pour la Cause tarifaire 2017, le coût du contrat avec TCPL pour le segment Empress-GMIT EDA est de 97,0 M\$ (ligne 1 du tableau). Lors des ventes de transport, le coût des ventes est calculé au prorata des volumes du segment Empress-GMIT EDA (lignes 4 à 8 du tableau). Ainsi, un profit (ou une perte) est calculé par différence entre les revenus (ligne 13 du tableau) et les coûts (ligne 14 du tableau). En 2017, un profit de 1,8 M\$ est prévu pour les ventes de transport FTLH en lien avec un revenu unitaire plus élevé (9,45 ¢/m<sup>3</sup>) que le coût unitaire (8,33 ¢/m<sup>3</sup>) pour la vente de FTLH *a priori*.

Le traitement actuellement en vigueur alloue un coût de transport pour les ventes de transport FTLH qui est équivalent au revenu d'OMA de transport présenté à la pièce B-0062, Gaz Métro-8, Document 7, l. 19, col. 3. Donc, un transfert à l'équilibrage de 2,4 M\$ (B-0063, Gaz Métro-8, Document 8, p. 2, col. 5, l. 13) est requis afin de ramener le coût de transport à 0,6 M\$ (B-0063, p. 1, col. 1, l. 37).

**8.6** Veuillez confirmer et réconcilier le montant « *Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire* » de la question précédente avec la rubrique « *Vente d'outils de transport SH a priori* », à la ligne 13 de la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les calculs pour la vente de FTSH :

<b>Vente de transport FTSH a priori</b>			
1	Volumes (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	179 335	
2	Revenus	(17 259) \$	(9,624) \$
3	Coûts selon segment Dawn-GMIT EDA de TCPL	(A) 5 967 \$	3,327 \$
4	Profit sur la vente de transport FTSH	(11 292) \$	
 (A)			
5	Volumes quotiens en GJ (1 188 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	45 000	
6	Taux de TCPL pour Dawn-GMIT EDA (\$/GJ/mois)	26,52151 \$	
7	Nombre de mois (novembre à mars)	5	
8	Coûts pour 1 188 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /j	5 967 \$	

Le transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire n'a pas de lien avec la vente de FTSH *a priori*. Le revenu pour la vente de transport *a priori* réduit les coûts d'équilibrage de 17,3 M\$ (B-0063, p. 2, l. 13) et les coûts de 6,0 M\$ (ligne 8 du tableau) pour ce transport sont inclus à la ligne 10 de B-0063 à la page 2.

- 9. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), Annexe 4;  
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 104.

**Préambule :**

- (i) Contrats d'approvisionnement existants - Entreposage
- (ii) « *Sur l'horizon de ce plan d'approvisionnement, Gaz Métro a appliqué la stratégie de gestion des retraits et des injections du site d'entreposage de Union Gas approuvée par la Régie dans sa décision D-2015-012. Aucune transaction de prêt d'espace n'est projetée à la Cause tarifaire 2017. Ces transactions, si les opportunités se présentent, seront effectuées en cours d'année de façon à garder la clientèle opérationnellement indemne et de maintenir la gestion des capacités d'entreposage chez Union Gas conforme à la stratégie approuvée par la Régie.* » [nous soulignons]

**Demandes :**

- 9.1** Pour l'année 2016-2017, veuillez fournir en version papier et un fichier en format Excel, les niveaux d'inventaire prévus au début de chaque mois pour chacun des sites d'entreposage (Union, Pointe du Lac, St-Flavien et LSR).

**Réponse :**

Les inventaires prévus au début de chaque mois pour chacun des sites d'entreposage sont présentés à l'annexe 4. Un fichier Excel est fourni.

- 9.2** En référence aux niveaux d'inventaire projetés de la réponse 9.1, veuillez illustrer à l'aide d'un graphique et sur un fichier de format Excel présentant les données quotidiennes, à quel moment de l'année 2017 et pour quelle quantité Gaz Métro pourrait effectuer des transactions de prêts d'espace, tout en assurant de garder la clientèle opérationnellement indemne et de maintenir la gestion des capacités d'entreposage chez Union Gas conforme à la stratégie approuvée par la Régie.

**Réponse :**

Les transactions de prêt d'espace consistent à prêter temporairement à une tierce partie, contre rémunération, une portion de l'espace d'entreposage non utilisé et non nécessaire pour les opérations quotidiennes. Ces transactions sont réalisables si des opportunités d'affaires sont présentes pour les tierces parties. Il est souhaitable que les injections et les retraits par les tiers coïncident respectivement avec les retraits et les injections de Gaz Métro, permettant ainsi de sauver les coûts de fuel.

Pour évaluer les périodes et la quantité pour laquelle Gaz Métro pourrait effectuer des prêts d'espace pour l'année 2017, Gaz Métro doit tenir compte des éléments suivants :

Stratégie de gestion approuvée par la Régie

1. Les injections doivent être concentrées sur la fin de la saison. Gaz Métro exigera des tiers de retirer leur molécule du site d'entreposage au plus tard à la fin du mois de juillet, pour ne pas devancer le « Ratchet » d'injection.
2. Les retraits de Gaz Métro sont concentrés sur les mois de décembre à février. Les tiers seraient autorisés à injecter dans le site durant cette période, si un espace d'entreposage sécuritaire pour la gestion opérationnelle de Gaz Métro est libéré.

Caractéristiques des contrats

3. La capacité d'entreposage, les capacités d'injection et de retrait maximales et en situation de « Ratchet » sont présentés ci-dessous.

Contrat	Échéance	Capacité totale	Capacité de retrait		Capacité d'injection	
			maximale <sup>1</sup>	si inventaire < 25 % du total <sup>2</sup>	maximale <sup>3</sup>	si inventaire >= 75 % du total <sup>4</sup>
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour
LST 057	31/03/2015	154,4	1 853	1 235	1 158	772
LST 064	31/03/2015	78,5	942	628	589	393
LST 065	31/03/2017	116,1	1 394	929	871	581
LST 068 *	31/03/2019		1 394	929	871	581
<b>Total</b>		<b>349,0</b>	<b>5 582</b>	<b>3 721</b>	<b>3 489</b>	<b>2 326</b>

\* Contrat de DV uniquement

4. Les injections sont interruptibles entre le 1<sup>er</sup> octobre et le 30 novembre : les tierces parties seraient autorisées à injecter dans le site d'entreposage à compter du mois de décembre, coïncidant avec le début des retraits de Gaz Métro.
5. Les retraits sont interruptibles entre le 1<sup>er</sup> avril et le 31 mai : Les tierces parties ne seraient pas autorisées à effectuer des retraits pendant ces deux mois, à moins qu'elles ne supportent les coûts additionnels.

<sup>1</sup> : 1,2 % de la capacité totale d'entreposage

<sup>2</sup> : 0,8 % de la capacité totale d'entreposage

<sup>3</sup> : 0,75 % de la capacité totale d'entreposage

<sup>4</sup> : 0,5 % de la capacité totale d'entreposage



6. L'inventaire doit être inférieur ou égal 45 % de la capacité totale (157 067 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) une journée entre le 31 mars et le 30 avril (Early Storage Balance). Les retraits par les tiers n'étant pas autorisés durant le mois d'avril, l'inventaire doit être inférieur à ce volume en date du 31 mars.
7. L'inventaire doit être supérieur ou égal à 75 % de la capacité totale une journée entre le 1<sup>er</sup> octobre et le 1<sup>er</sup> novembre (Late Storage Balance). La stratégie d'injection permet de rencontrer cette contrainte.

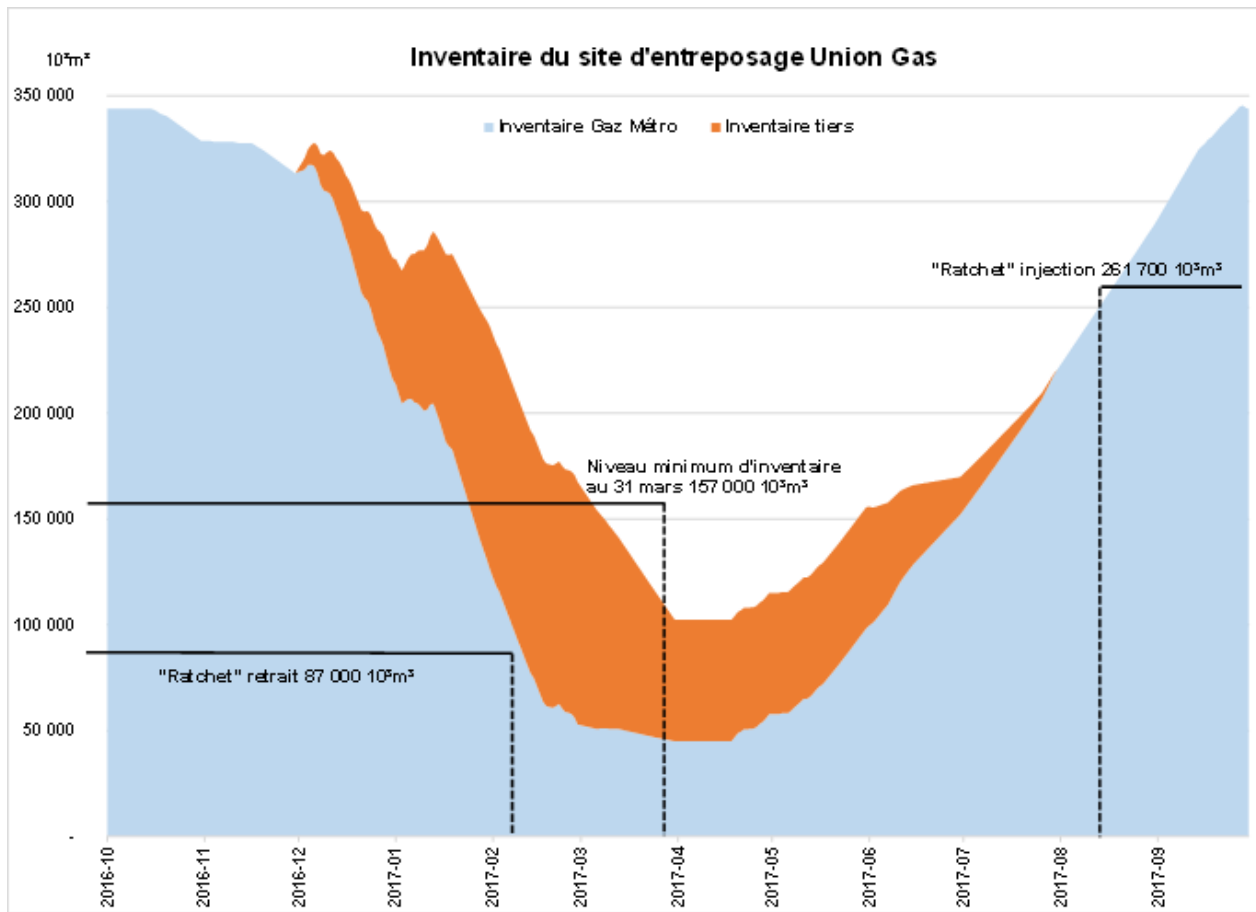
Tenant compte de tous ces éléments, le scénario potentiel suivant de prêts d'espace serait envisageable :

- Injection dans le site d'entreposage de 1 847 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/ jour du 1<sup>er</sup> décembre au 31 janvier, pour un total de 114 542 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.
- Retraits de 1 847 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/ jour durant le mois de mars, de 1 320 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/ jour durant le mois de juin et de 570 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour durant le mois de juillet, pour un total de 114 542 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>.

Le tableau détaillant quotidiennement les injections et les retraits de Gaz Métro et des tiers ainsi que les mouvements d'inventaire est présenté en fichier Excel à l'annexe 5 du présent document.

Le graphique suivant présente les inventaires de Gaz Métro et des tiers dans un tel scénario.

Malgré l'ajout de prêts d'espace à des tiers (zone orange), la gestion du site d'entreposage de Gaz Métro à Dawn demeure la même (zone bleue). De plus, dans cet exemple, le « Ratchet » de retrait n'est pas atteint grâce à la molécule des tiers entreposée. Les contraintes de niveau d'inventaire au 31 mars et de « Ratchet » d'injection ne sont pas touchées par ces prêts d'espace.



- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), Annexe 7;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 94;
  - (iii) Pièce [B-0010](#), p. 95.

**Préambule :**

- (i) Plan d'approvisionnement 2017 – Stratégie alternative et analyse de rentabilité
- (ii) « *La présente section a pour but de présenter une analyse de rentabilité quant à la structure d'approvisionnement qui a été définie pour la première année du plan.*

*L'annexe 7 présente un plan d'approvisionnement et une analyse de rentabilité pour la première année du plan en fonction de la structure retenue pour l'année 2017 (scénario 1) et un scénario alternatif (scénario 2) :*

- 1. *Vente de capacité de transport :*
  - *de 731 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Empress et GMIT EDA du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017; et*
  - *de 1 188 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017.*
- 2. *Vente de capacité de transport de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017. »*

(iii) « *La variation des coûts d'approvisionnement entre les deux scénarios est de l'ordre de 0,4 M\$, soit 0,03 % des coûts totaux d'approvisionnement. Le scénario considérant la totalité des ventes sur le tronçon Dawn-GMIT EDA engendre des coûts légèrement inférieurs au scénario retenu pour la Cause tarifaire. Toutefois, Gaz Métro juge préférable de répartir les ventes entre les tronçons « Empress-GMIT » et « Dawn-GMIT » afin de ne pas créer une pression indue sur les prix de vente de transport entre Dawn et GMIT en inondant le marché du SH. »*

**Demandes :**

- 10.1** Veuillez présenter dans le même format que celui de la référence (i), les volumes et les coûts estimés du plan d'approvisionnement 2017 dans le cas où aucune vente de transport *a priori* aurait lieu.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous reprend l'analyse de rentabilité mentionnée à la référence (i) en y ajoutant un scénario qui n'intègre aucune vente *a priori* sur la période d'hiver à la colonne 4 ainsi qu'une comparaison avec le scénario retenu pour la cause tarifaire 2017.

La répartition des coûts par service a été ajoutée au tableau. Les coûts sont fonctionnalisés entre les services en fonction des règles présentement en vigueur.

## PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017

## STRATÉGIE ALTERNATIVE ET ANALYSE DE RENTABILITÉ

	Vente LH & SH hiver (Dépôt) (1)	Vente SH hiver (2)	Variation vs Dépôt (3) = (1) - (2)	Aucune vente a priori (4)	Variation vs Dépôt (5) = (1) - (4)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>					
1	Continue	5 362	5 362	0	5 362
2	Interruptible	299	299	0	299
3	Gaz d'appoint	8	8	0	8
4	Client biogaz en réseau dédié	32	32	0	32
5	<b>Sous-total</b>	<b>5702</b>	<b>5702</b>	<b>0</b>	<b>5702</b>
6	Interruptions	-19	-19	0	-3
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	47	47	0	47
8	Compression (transport et entreposage)	153	157	-4	156
9	Écart de mesurage	0	0	0	0
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 883</b>	<b>5 887</b>	<b>-4</b>	<b>5 902</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>					
11	Transport				
12	FT LH (primaire & secondaire)	1 212	1 322	-110	1 322
13	Transport par échange (EMP - GMIT)	42	42	0	42
14	Transport fourni par les clients	90	90	0	90
15	Transport gaz d'appoint	8	8	0	8
16	FTLH non utilisé	-53	-53	0	-55
17	<b>Transport Emp-GMIT</b>	<b>1 298</b>	<b>1 409</b>	<b>-110</b>	<b>1 407</b>
18	Achats dans le territoire	2	2	0	2
19	Achat à Empress pour compression	55	61	-6	61
20	Achats à Dawn (GR)	1 234	1 121	113	1 127
21	Achats à Dawn (AD)	3 262	3 262	0	3 273
22	Biogaz	32	32	0	32
23	Écart de mesurage	0	1	-1	0
24	Retraits - injections	0	0	0	0
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 883</b>	<b>5 887</b>	<b>-4</b>	<b>5 902</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>					
26	Journée de pointe - continue	33 231	33 231	0	33 231
27	Total appro. après vente	33 016	33 016	0	33 016
28	Provision additionnelle	33 231	33 231	0	33 231
<b>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</b>					
Coûts de transport					
29	Transport clients	n/a	n/a	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	119 296	119 951	-655	119 951
31	Vente de transport FTLH a priori	-13 928	0	-13 928	0
32	STS	84 292	84 262	30	83 514
33	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	173 517	173 179	338	173 784
34	Vente de transport FTSH a priori	-17 259	-27 883	10 624	0
35	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 530	-1 530	0	-1 578
36	Achats de gaz - transport & équilibrage	-35 577	-39 634	4 057	-39 589
37	Crédit de compression	102	102	0	102
38	Crédit/(Frais) de livraison	151	151	0	151
39	<b>Total - coûts de transport</b>	<b>309 064</b>	<b>308 598</b>	<b>466</b>	<b>336 336</b>
40	Coûts d'entreposage	35 878	35 877	0	35 800
41	<b>Sous-total transport et équilibrage</b>	<b>344 941</b>	<b>344 475</b>	<b>466</b>	<b>372 136</b>
42	Fourniture	769 115	769 209	-94	771 706
43	Maintien des inventaires	4 400	4 406	-6	4 444
44	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 118 456</b>	<b>1 118 090</b>	<b>366</b>	<b>1 148 285</b>
45	<b>Variation</b>			<b>0,03%</b>	<b>-2,67%</b>
<b>Répartition par service</b>					
46	Fourniture	769 115	769 209	-94	771 706
47	Transport	207 894	215 091	-7 198	215 255
48	Équilibrage	137 048	129 384	7 664	156 880
49	Coût de maintien	4 400	4 406	-6	4 444

Une structure qui permettrait de conserver la totalité des capacités excédentaires entraîne, entre autres, une réduction des interruptions (ligne 6 du tableau). Considérant le fait que les capacités de transport entre Empress et le territoire de Gaz Métro sont conservées, une baisse des achats à Dawn est également observée (ligne 20).

L'analyse de coûts démontre qu'un scénario sans vente *a priori* génère des coûts additionnels de près de 30 M\$, résultant de la non concrétisation des revenus de ventes de transport *a priori* projetés au plan proposé.

Un tel plan résulte en une provision additionnelle à la journée de pointe de 1 919 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour et ne respecte pas la règle approuvée par la Régie, à savoir que les approvisionnements doivent correspondre au maximum entre la demande continue en journée de pointe et les besoins pour répondre à l'hiver extrême. Le tableau suivant compare la situation en fonction du plan déposé et le scénario visé par la question.

Approvisionnement (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Ventes a priori considérées	Aucune vente a priori
Total approvisionnements avant vente	35 150	35 150
Vente de transport a priori	-1 919	0
Total approvisionnements après vente	33 231	35 150
Journée de pointe 2017	33 231	33 231
<b>Provision additionnelle</b>	<b>0</b>	<b>1 919</b>
<b>% du total des approvisionnements</b>	<b>0,00%</b>	<b>5,46%</b>

- 10.2** Pour chaque scénario présenté en (ii), veuillez isoler la contribution relative de chacune des ventes de capacités de transport en termes de « Coûts de transport FTLH » (ligne 30), « Coûts de transport FTSH » (ligne 32) et d'« Achats de gaz – Transport et équilibrage » (ligne 34). Veuillez présenter votre réponse en produisant pour chacune de ces ventes une pièce dans le même format que celui de la référence (i).

**Réponse :**

Le premier tableau présenté à la réponse à la question 10.1 ci-dessus détaille les informations demandées. Il est à noter que la variation indiquée pour l'item « Achats de gaz – Transport et équilibrage » représente déjà l'impact du niveau de capacité de transport FTLH détenue pour chacun des scénarios.

- 10.3** Veuillez indiquer si Gaz Métro a considéré l'alternative de vendre des capacités de transport sur une base annuelle ou sur la base d'une période autre que celle du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au 31 mars 2017 pour les deux scénarios présentés.

**Réponse :**

Dans son analyse des stratégies d'approvisionnement, Gaz Métro a, entre autres, considéré un scénario de vente de capacités de transport sur une base annuelle mais ne l'a pas retenu pour les raisons expliquées à la réponse à la question 10.5 ci-dessous.

- 10.4** Dans l'affirmative à la réponse 10.3, veuillez présenter l'analyse de la rentabilité découlant de l'évaluation de cette alternative.

**Réponse :**

Non applicable.

- 10.5** Sinon, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro a jugé préférable d'évaluer la vente des capacités de transport sur la base de la période du 1<sup>er</sup> novembre 2016 au 31 mars 2017 seulement.

**Réponse :**

Gaz Métro a limité la vente de ces capacités de transport excédentaire sur la période d'hiver afin d'optimiser l'utilisation des capacités de transport FTLH en été, plutôt que de les vendre à un prix inférieur au coût et, en conséquence, générer des coûts échoués. Ainsi, le niveau des achats à Dawn est presque nul sur la période de mai à septembre 2017. De plus, des capacités excédentaires de transport FTLH demeurent (290 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) et leur vente a été projetée au plan d'approvisionnement. Ces ventes seront concrétisées, le cas échéant, à la suite de l'hiver.

- 11. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 73;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 94;
  - (iii) Dossier R-3955-2015, pièce [B-0009](#), Annexe 1;
  - (iv) Pièce [B-0010](#), Annexe 3.

**Préambule :**

(i) « Dans le but de réduire les coûts d’approvisionnement pour la clientèle, Gaz Métro a convenu en avril 2015, soit après le dépôt de sa Cause tarifaire 2016, d’une entente avec une tierce partie consistant en un échange entre Dawn et GMIT EDA pour une capacité de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour effective au 1<sup>er</sup> novembre 2017. Simultanément, Gaz Métro décontractait une capacité équivalente de transport FTSH entre Dawn et GMIT EDA dans le cadre de la demande de prolongation de contrats de TCPL en mai 2015. » [nous soulignons]

(ii) « Dans la décision D-2016-007, la Régie a autorisé Gaz Métro à soumissionner 435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (16 500 GJ/jour) en transport FTSH Parkway-GMIT EDA auprès de TCPL et 442 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (16 750 GJ/jour) en transport M12 auprès de Union Gas.

*Les soumissions ont été acceptées par TCPL et Union Gas. Un « Precedent Agreement » a été convenu entre Gaz Métro et TCPL et est présenté à l’annexe 15. Cependant, Gaz Métro a annulé la soumission auprès de Union Gas. En effet, Gaz Métro a approché le marché secondaire pour évaluer si d’autres options, financièrement avantageuses comparativement à celle de contracter des capacités de transport sur le marché primaire, pouvaient être envisagées.*

Gaz Métro a finalement convenu d’une entente avec une tierce partie dans laquelle elle cédera ultérieurement la capacité contractée auprès de TCPL (435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) en contrepartie d’un échange d’une capacité équivalente entre Dawn et GMIT EDA à un prix préférentiel, pour un terme de 15 ans. Cette entente débutera le 1<sup>er</sup> novembre 2018. » [nous soulignons]

- (iii) Contrats d’approvisionnement existants – Transport, colonne 10, ligne 53.
- (iv) Contrats d’approvisionnement existants – Transport, colonne 10, ligne 18.

**Demandes :**

**11.1** Pour chacune des stratégies citées en référence (i) et (ii), veuillez présenter l’évaluation et l’analyse de la rentabilité que Gaz Métro a effectuée préalablement et élaborer sur les économies de coûts d’approvisionnement générés au terme de la transaction.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente l’analyse de rentabilité de l’échange de la référence (i) (711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2017. Pour cette transaction, les économies réalisées au profit de la clientèle sont de l’ordre 0,6 M\$ annuellement pour 5 ans. Il est à noter que Gaz Métro ne fournit pas de gaz de compression au tiers, contrairement à la

situation actuelle où du gaz de compression est fourni à TCPL sur le tronçon FTSH Dawn-GMIT EDA.

**ANALYSE DE RENTABILITÉ DE L'ÉCHANGE DE 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/JOUR AU 1<sup>er</sup> NOVEMBRE 2017**

	<b>Plan de base</b>	<b>Avec Échange</b>	<b>Variation</b>	
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)	
<b><u>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
1	Continue	5 799	5 799	0
2	Interruptible	374	374	0
3	Gaz d'appoint	14	14	0
4	Client biogaz en réseau dédié	27	27	0
5	<i>Sous-total</i>	6214	6214	0
6	Interruptions	-13	-13	0
7	Autres	172	169	-3
8	Ventes GNL	101	101	0
9	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>6 473</b>	<b>6 470</b>	<b>-3</b>
<b><u>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</u></b>				
10	Transport			
11	FT LH (primaire & secondaire)	822	822	0
12	Transport par échange (EMP - GMI)	3	3	0
13	Transport fourni par les clients	449	449	0
14	Transport gaz d'appoint	14	14	0
15	FTLH non utilisé	0	0	0
16	<i>Transport Emp-GMI</i>	1 288	1 288	0
17	Achats dans le territoire	0	0	0
	Achat à Empress pour compression	28	28	0
18	Achats à Dawn (GR)	1 469	1 466	-3
19	Achats à Dawn (AD)	3 665	3 665	0
20	Biogaz	27	27	0
21	Autres	0	0	0
22	Retraits - injections	-3	-3	0
23	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>6 473</b>	<b>6 470</b>	<b>-3</b>
<b><u>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</u></b>				
24	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>36 476</b>	<b>36 476</b>	<b>0</b>
25	<b>Total appro. après vente</b>	<b>34 598</b>	<b>34 598</b>	<b>0</b>
26	<b>Provision additionnelle</b>	<b>36 476</b>	<b>36 476</b>	<b>0</b>
<b><u>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</u></b>				
Coûts de transport				
27	Transport clients	n/a	n/a	n/a
28	FTLH (primaire, secondaire & échange)	69 364	68 824	-540
29	STS	83 352	83 177	-175
30	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	186 195	184 754	-1 441
31	Vente de transport FTLH non utilisé	0	0	0
32	Achats de gaz - transport & équilibrage	66 762	69 796	3 034
33	<b>Total - coûts de transport</b>	<b>405 672</b>	<b>406 551</b>	<b>879</b>
34	<b>Coûts d'entreposage</b>	<b>34 263</b>	<b>34 259</b>	<b>-4</b>
35	<b>Sous-total transport et équilibrage</b>	<b>439 934</b>	<b>440 810</b>	<b>876</b>
36	Fourniture	862 586	864 242	1 656
37	Gaz de compression	25 003	21 880	-3 124
38	Maintien des inventaires	4 638	4 640	2
39	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 332 162</b>	<b>1 331 573</b>	<b>-589</b>



Par ailleurs, considérant les excédents de capacités de transport prévus pour l'année tarifaire 2018-2019, Gaz Métro devrait informer incessamment la tierce partie qu'elle ne donnera pas suite à l'entente intervenue avec celle-ci et dont il est fait mention à la référence (ii). Cette décision n'entraînera aucuns frais pour la clientèle. L'analyse de rentabilité requise à l'égard de la stratégie citée à cette même référence est donc devenue sans objet.

D'autre part, Gaz Métro devrait également annuler incessamment le *Precedent Agreement* intervenu avec TCPL dans le cadre du NCOS 2018. Les coûts associés à cette annulation sont présentement estimés à 20 000 \$ par TCPL. Gaz Métro attend une confirmation écrite de la part de TCPL à ce sujet.

**11.2** Veuillez déposer, si requis, sous pli confidentiel, les informations suivantes : nom de la contrepartie, description et caractéristiques de la transaction (date effective et de fin, type de transaction, capacité contractée), les coûts de la transaction et comparer ces coûts avec les coûts initiaux des transactions en référence (i) et (ii).

**Réponse :**

Échange entre Dawn et GMIT EDA pour une capacité de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour

- Nom de la contrepartie [REDACTED]
- Date de la transaction : 29 mai 2015 (négocié en avril 2015)
- Type de contrat : Échange entre Dawn et GMIT EDA (Gaz Métro livre la molécule à Dawn et la reçoit à GMIT EDA)
- Volume quotidien : 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour (26 952 GJ/jour)
- Volume total : 1 276 823 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (49 214 352 GJ)
- Date de début : 1<sup>er</sup> novembre 2017
- Date de fin : 31 octobre 2022 (5 ans)
- Modalité de renouvellement : possibilité de négocier une prolongation de l'échange au plus tôt 30 avril 2019 ou à la suite d'une demande de TCPL de prolongation de contrat (term-up notice) de 5 ans.
- Coûts :  
[REDACTED] Le gain provient du [REDACTED] en remplacement du tarif FTSH Dawn-GMIT EDA (3,304 ¢/m<sup>3</sup>) plus élevé et du non-paiement de la compression qui aurait normalement été associé à ce tronçon auprès de TCPL

Échange entre Dawn et GMIT EDA pour une capacité de 435 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour

Considérant la réponse à la question 11.1 à l'égard de cette transaction, cette portion de la question 11.2 est sans objet.

- 11.3** À la référence (iii), il est indiqué « *Pas de modalité de renouvellement* » et à la référence (iv), il est indiqué « *Droit de prolongation avec préavis de 3 ans ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL* » pour la capacité de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour en transport par échange Dawn-GMIT EDA. Veuillez confirmer que les contrats indiqués aux références (iii) et (iv) représentent le même contrat et le cas échéant, expliquer les raisons pour lesquelles la modalité de renouvellement associé à ce contrat a été modifiée. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Les contrats indiqués aux références (iii) et (iv) représentent le même contrat.

À la référence (iii), la modalité de renouvellement aurait dû se lire : « *Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30 avril 2019 ou à la suite d'une demande de prolongation de contrat de TCPL* ».

À la référence (iv), la modalité de renouvellement aurait dû se lire : « *Possibilité de prolongation avec préavis avant le 30 avril 2019 ou à la suite d'une demande de prolongation de contrat de TCPL* ».

La pièce révisée Gaz Métro-2, Document 1 sera déposée à cet effet.

- 11.4** Veuillez expliquer ce que signifie « *Droit de prolongation avec préavis de 3 ans ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL* » et expliquer la différence entre un droit de prolongation et une modalité de renouvellement.

**Réponse :**

En concluant l'échange de la référence (i), Gaz Métro a décontracté une capacité de 711 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour entre Dawn et GMIT EDA. Elle s'est alors assurée d'avoir un délai suffisant pour remplacer, le cas échéant, la transaction par une capacité équivalente lorsque l'échange prendrait fin. Pour cela, une clause de négociation de la possibilité de prolongation de l'échange avec la contrepartie est présente au contrat. Cette clause prévoit un préavis au plus tôt le 30 avril 2019 avant l'échéance, soit 42 mois. Ce délai est requis pour demander à TCPL de nouvelles capacités dans le cas où l'échange ne serait pas prolongé. En se ménageant un délai de 42 mois pour déclencher la renégociation du contrat d'échange, Gaz Métro s'est gardé une porte ouverte afin de prendre la décision la plus bénéfique pour la clientèle. Ainsi, si les conditions de renouvellement négociées sont plus avantageuses que le marché primaire ou toute autre opportunité sur le marché secondaire, Gaz Métro renouvellera le contrat. Si non, elle pourra toujours demander à TCPL de bâtir des capacités additionnelles en remplacement du contrat non renouvelé.

La notion « suite à une demande de prolongation de TCPL » est en lien avec le processus de « *term-up* » au bénéfice de TCPL. Ainsi donc, si TCPL devait demander à la tierce partie de « *term-up* », en d'autres termes de prolonger la fin de son contrat de transport

au-delà du 31 octobre 2022, alors les parties pourraient convenir de prolonger leur entente d'échange d'une période équivalente à celle requise par TCPL.

Cette clause n'est pas en soi une modalité de renouvellement mais plutôt une modalité de négociation entre les parties du prolongement de l'entente avant son échéance et le cas échéant, les clauses de celle-ci.

Un droit de renouvellement, par exemple auprès de TCPL, permet à Gaz Métro de décider ou non de la prolongation de la capacité détenue.

**11.5** Veuillez confirmer qui détient un droit de prolongation au contrat (iv).

**Réponse :**

La prolongation du contrat d'échange doit être convenue par les deux parties.

**11.6** Veuillez déposer, si requis, sous pli confidentiel, le contrat relié à la capacité de transport de la référence (iv).

**Réponse :**

Le contrat est présenté, sous pli confidentiel, à l'annexe 6 du présent document.

**11.7** Veuillez indiquer si les transactions présentées aux références (i) et (ii) amènent des modifications aux modalités de renouvellement associées aux contrats de transport initialement contractés par Gaz Métro. Dans l'affirmative, veuillez expliquer les implications et exposer les avantages et/ou les inconvénients qui en découlent, le cas échéant.

**Réponse :**

Pour la transaction de la référence (i), la capacité de transport initialement détenues par Gaz Métro a été décontractée auprès de TCPL. Ainsi, le contrat n'existe plus, aucune modalité de renouvellement n'y est rattachée. Pour les contrats restants sur ce tronçon, aucune modification n'est apportée aux modalités de renouvellement.

Pour la transaction de la référence (ii), considérant la réponse à la question 11.1 à l'égard de cette transaction, cette portion de la question est sans objet.

**12. Référence :** Pièce [B-0010](#), p. 76.

**Préambule :**

*« Cependant, advenant un retard dans la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT, et comme les livraisons des clients en achat direct seront déplacées à Dawn à compter du 1er novembre 2016, les capacités détenues entre Dawn et la franchise ne permettraient pas d'acheminer vers celle-ci toute la molécule livrée à Dawn. Gaz Métro a analysé les impacts d'un tel report. Premièrement, les capacités actuelles de FT et FTNR entre Empress et GMIT seraient maintenues, conformément aux modalités contractuelles prévues auprès de TCPL. Les achats de fourniture de Gaz Métro (gaz de réseau) seraient concentrés à Empress. Toutefois, ces achats ne combleraient pas la totalité des capacités entre Empress et GMIT. Ainsi, un échange de molécule - molécule livrée à Dawn par les clients en achat direct - entre Dawn et Empress serait envisagé, de façon à combler ces capacités et répondre à la demande de la clientèle en franchise. »*  
[nous soulignons]

**Demands :**

**12.1** Veuillez présenter l'impact économique dans l'éventualité d'un retard de la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT et l'effet de maintenir les capacités actuelles de FT et FTNR entre Empress et GMIT relativement à l'utilisation des capacités entre Dawn et GMIT EDA sur chacun des services de Gaz Métro (fourniture, équilibrage, transport et distribution).

**Réponse :**

À l'heure actuelle, toutes les indications pointent en direction d'une mise en service tel que prévu le 1<sup>er</sup> novembre 2016. En effet, les plus récentes informations obtenues de TCPL nous indiquent que les travaux progressent normalement tant au niveau du projet King's North associé au NCOS 2015 qu'au niveau du projet Maple B3, associé au NCOS 2016. En date d'aujourd'hui, aucun problème majeur qui mettrait en péril l'entrée en service le 1<sup>er</sup> novembre 2016 ne semble avoir retardé l'échéancier de ces projets.

Considérant ce qui précède et les faibles probabilités que la mise en service des capacités soit retardée, Gaz Métro a simulé un plan d'approvisionnement considérant l'éventualité d'un retard d'un mois, soit une mise en service au 1<sup>er</sup> décembre 2016 par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT, ainsi qu'une évaluation de l'impact économique de ce retard. Le tableau ci-dessous présente la comparaison entre ce scénario et le plan d'approvisionnement déposé à la Cause tarifaire.

Dans l'éventualité où la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT soit repoussée au 1<sup>er</sup> décembre 2016, les capacités FT et FTNR entre Empress et GMIT seraient maintenues car elles comportent des modalités d'extension jusqu'à ce que les capacités additionnelles soient en place. Ainsi, l'ensemble des capacités détenues par Gaz Métro vers GMIT seraient suffisantes pour garantir un approvisionnement en gaz

naturel de toute la clientèle et une poursuite normale des activités pour le mois de novembre 2016.

Dans cette évaluation, sous un scénario de températures normales en novembre 2016, Gaz Métro n'entrevoit pas effectuer une transaction d'échange entre Dawn et Empress.

De plus, le maintien des capacités entre Empress et GMIT au mois de novembre 2016 résulterait en des capacités excédentaires pour certaines journées qui pourraient être revendues quotidiennement sur le marché secondaire. Aux fins de l'évaluation économique demandée, les résultats présentés plus bas ne prennent pas en compte le revenu potentiel que Gaz Métro pourrait générer des ventes de capacités de transport excédentaires entre Empress et GMIT.

Il est à noter que si une telle situation de report se présentait, l'option d'une transaction d'échange entre Dawn et Empress serait également envisagée de façon à choisir l'option la plus avantageuse pour la clientèle.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017			
ÉVALUATION SI LES NOUVELLES CAPACITÉS FTSH - PARKWAY / GMTI SONT REREPORTÉES AU 1 <sup>ER</sup> DÉCEMBRE 2016			
	Plan (Dépôt)	Plan avec report	Variation vs Dépôt
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
<b>DEMANDE (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>			
1	Continue	5 362	0
2	Interruptible	299	0
3	Gaz d'appoint	8	0
4	Client biogaz en réseau dédié	32	0
5	<i>Sous-total</i>	<i>5702</i>	<i>0</i>
6	Interruptions	-19	0
7	Gaz perdu et usage de la compagnie	47	0
8	Compression (transport et entreposage)	153	6
9	Écart de mesurage	0	0
10	<b>TOTAL DEMANDE</b>	<b>5 883</b>	<b>6</b>
<b>APPROVISIONNEMENT (10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>)</b>			
11	Transport		
12	FT LH (primaire & secondaire)	1 212	229
13	Transport par échange (EMP - GMTI)	42	0
14	Transport fourni par les clients	90	0
15	Transport gaz d'appoint	8	0
16	FTLH non utilisé	-53	-53
17	<i>Transport Emp-GMTI</i>	<i>1 298</i>	<i>176</i>
18	Achats dans le territoire	2	0
19	Achat à Empress pour compression	55	9
20	Achats à Dawn (GR)	1 234	-179
21	Achats à Dawn (AD)	3 262	0
22	Biogaz	32	0
23	Écart de mesurage	0	0
24	Retraits - injections	0	0
25	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	<b>5 883</b>	<b>6</b>
<b>DÉBIT QUOTIDIEN D'APPRO. (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour)</b>			
26	<b>Journée de pointe - continue</b>	<b>33 231</b>	<b>0</b>
27	<b>Total appro. après vente</b>	<b>33 016</b>	<b>0</b>
28	<b>Provision additionnelle</b>	<b>33 231</b>	<b>0</b>
<b>ESTIMATION DES COÛTS (000 \$)</b>			
Coûts de transport			
29	Transport clients	n/a	n/a
30	FTLH (primaire, secondaire & échange)	119 296	20 185
31	Vente de transport FTLH a priori	-13 928	0
32	STS	84 292	-232
33	FTSH (Dawn, Parkway & échange)	173 517	-8 458
34	Vente de transport FTSH a priori	-17 259	0
35	Vente de transport FTLH non utilisé	-1 530	-2 424
36	Achats de gaz - transport & équilibrage	-35 577	-6 458
37	Crédit de compression	102	0
38	Crédit/(Frais) de livraison	151	0
39	<i>Total - coûts de transport</i>	<i>309 064</i>	<i>2 614</i>
40	Coûts d'entreposage	35 878	2
41	<i>Sous-total transport et équilibrage</i>	<i>344 941</i>	<i>2 616</i>
42	Fourniture	769 115	132
43	Maintien des inventaires	4 400	9
44	<b>TOTAL DES COÛTS</b>	<b>1 118 456</b>	<b>2 757</b>
45	<b>Variation</b>		<b>0,25%</b>
<b>Répartition par service</b>			
46	Fourniture	769 115	132
47	Transport	207 894	6 900
48	Équilibrage	137 048	-4 284
49	Coût de maintien	4 400	9

**12.2** Veuillez confirmer les coûts échoués en capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès de Union Gas dans l'éventualité d'un retard de la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT.

**Réponse :**

Dans l'éventualité d'un retard d'un mois dans la mise en service par TCPL des capacités sur le tronçon Parkway-GMIT, les coûts échoués reliés aux capacités de transport M12 entre Dawn et Parkway contractées auprès de Union Gas (10 629 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) s'élèveraient à 1,2 M\$, considérant un prix de 0,359 ¢/m<sup>3</sup>.



- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 78;
  - (ii) Décision [D-2015-107](#), Dossier R-3909-2014, p. 19;
  - (ii) Pièce [B-0135](#), p. 77 et 78.

**Préambule :**

(i) « *Le projet d'investissement pour le raccordement de la Ville de Saint-Hyacinthe aux fins d'injection de gaz naturel renouvelable dans le réseau de Gaz Métro a été approuvé par la Régie. Dès lors, Gaz Métro a signé une entente de principe avec la ville de Saint-Hyacinthe pour l'acquisition d'une partie du gaz naturel renouvelable produit. La date de mise en service est prévue au mois de juin 2017. Ainsi, cet approvisionnement a été intégré au plan d'approvisionnement à compter de cette date.* » [nous soulignons et note omise]

(ii) À la décision D-2015-107 :

« [41] *À la suite d'une DDR, Gaz Métro précise que, conformément à la décision D-2011-108, les taux applicables au tarif de réception devront être fixés chaque année. Conséquemment, à la suite de l'approbation du projet d'investissement, Gaz Métro devra déposer, dans chaque dossier tarifaire, un suivi détaillé des coûts et de leur allocation.* [note omise]

[...]

[79] *La Régie demande à Gaz Métro de déposer un suivi, dans chacun de ses futurs plans d'approvisionnements, pour la période du 1er novembre au 31 mars, contenant les informations quotidiennes suivantes eu égard à l'approvisionnement en gaz naturel renouvelable à la ville de Saint-Hyacinthe et les explications requises pour la compréhension du document :*

- *la nomination d'injection;*
- *le surplus ou le déficit d'injection;*
- *les volume et prix d'achat par m3 pour l'achat de gaz naturel;*
- *le coût d'achat pour le transport par m3;*
- *le coût d'achat pour la compression par m3; et*
- *le coût total pour l'achat de gaz naturel livré en franchise. »*

(iii) Conditions de service et Tarifs, Section 15.5 Service de réception DR

## 15.5.2 TARIF DE RÉCEPTION

### 15.5.2.1 Taux aux points de réception

#### 15.5.2.1.1 Obligation minimale quotidienne

Pour chaque m<sup>3</sup> de capacité maximale contractuelle (CMC), les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :

Point de réception	Taux – Volet Investissements (€/m <sup>3</sup> /jour)	Taux – Volet Distribution (€/m <sup>3</sup> /jour)
À venir	À venir	À venir
(...)	(...)	(...)

#### 15.5.2.1.2 Taux unitaires au volume injecté

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume injecté, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon le point de réception :

Point de réception	Taux (€/m <sup>3</sup> )
À venir	À venir
(...)	(...)

### 15.5.2.2 Taux aux points de livraison pour le client qui injecte

#### 15.5.2.2.1 Taux unitaires pour les volumes livrés en territoire

Pour chaque m<sup>3</sup> de volume livré en territoire, les taux unitaires applicables sont les suivants, selon la zone de consommation :

Zone de consommation	Taux (€/m <sup>3</sup> )
À venir	À venir
(...)	(...)

## Demandes :

- 13.1** Veuillez confirmer la compréhension de la Régie que Gaz Métro déposera le suivi cité à la référence (ii) à compter du dossier tarifaire 2018 afin de refléter l’approvisionnement en gaz naturel renouvelable auprès de la ville de Saint-Hyacinthe dont la mise en service est prévue au mois de juin 2017.

## Réponse :

Gaz Métro confirme.

- 13.2** Veuillez mettre à jour les articles 15.5.2.1.1, 15.5.2.1.2, 15.5.2.2.1 aux textes des Conditions de service et Tarifs afin de refléter les taux applicables au tarif de réception fixés à la décision D-2015-107.

**Réponse :**

Comme spécifié en page 8 de B-0079, Gaz Métro-11, document 5, les travaux entourant le projet ne sont pas encore terminés et les coûts utilisés pour déterminer le tarif de réception du client sont donc sujets à changement. Les taux réellement applicables devront donc être évalués lorsque les coûts finaux seront connus et Gaz Métro propose d'attendre ce moment pour les intégrer au *Conditions de service et Tarif*, après les avoir soumis à la Régie pour approbation en cas de changement.

## COÛTS DE SERVICE ET REVENU ADDITIONNEL REQUIS

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0036, p. 6](#);
  - (ii) Pièces [B-0056](#), [B-0057](#) et [B-0063](#);
  - (iii) Dossier R-3879-2014, pièces B-0732 et B-0739.

**Préambule :**

(i) « La baisse globale s'explique donc essentiellement par les baisses tarifaires des [...] services de transport et d'équilibrage. Au service de transport, la baisse découle [...] du déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn, comme prévu, à partir du 1er novembre 2016. Cet effet favorable est légèrement atténué par la hausse de [...] de 47,9 M\$ de l'amortissement du manque à gagner (« MAG »). Cette hausse découle de la récupération, en 2017, du MAG réalisé au cours de l'exercice 2015 de 39,0 M\$, alors qu'en 2016, l'amortissement créditeur de 8,9 M\$ visait à rétablir le trop-perçu (« TP ») de l'exercice 2013 découlant de la décision D-2015-088. À l'inverse, la réduction des coûts d'équilibrage est jumelée à une baisse de 14,7 M\$ de l'amortissement du MAG. En effet, en 2017, l'amortissement créditeur de 6,6 M\$ vise à remettre le TP réalisé au cours de l'exercice 2015 alors qu'en 2016, l'amortissement débiteur de 8,1 M\$ visait à rétablir le MAG de l'exercice 2013, découlant de la décision D-2015-088. Quant à la baisse des coûts d'équilibrage, elle résulte essentiellement de la réduction, en 2017 par rapport à 2016, des outils de transport SH fonctionnalisés au service d'équilibrage jumelée à l'effet favorable de la vente d'outils de transport SH a priori à un prix très avantageux en 2017. »

(ii) Le tableau suivant est établi à partir des pièces citées en référence.

<b>Évolution du revenu requis du service de transport et ajustement tarifaire</b>	<b>2017</b>	
	<b>en M\$</b>	<b>en %</b>
Baisse des coûts de transport prévus	(213,2)	-46,4%
Manque à gagner de l'exercice 2015 à récupérer en 2017	39,0	8,5%
Rétablissement en 2016 du trop-perçu 2013, suite à la décision D-2015-088	8,9	1,9%
Autres	1,1	0,2%
<b>Baisse du revenu requis 2017 vs le revenu requis autorisé 2016</b>	<b>(164,2)</b>	<b>-35,6%</b>
Hausse des revenus de transport découlant de la hausse des volumes transportés	(17,7)	-3,8%
Variation découlant du taux de la zone sud appliqué aux volumes de la zone nord	0,6	
<b>Ajustement tarifaire à la baisse du service de transport</b>	<b>(181,3)</b>	<b>-39,5%</b>

(iii) Le tableau suivant est établi à partir des pièces citées en référence.

<b>Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire</b>	<b>2017</b>	
	<b>en M\$</b>	<b>en %</b>
Baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage	(9,6)	-5,0%
Vente de transport excédentaire - gain en 2017 vs perte en 2016	(8,8)	-4,6%
Ventes d'outils de transport SH à priori, fonctionnalisés à l'équilibrage	(17,3)	-9,0%
Trop-perçu de l'exercice 2015 à rembourser en 2017	(6,6)	-3,5%
Rétablissement en 2016 du manque à gagner 2013, suite à la décision D-2015-088	(8,1)	-4,2%
Autres	(0,9)	-0,5%
<b>Baisse du revenu requis 2017 vs le revenu requis autorisé 2016</b>	<b>(51,2)</b>	<b>-26,8%</b>
Hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse de volumes	(2,0)	-1,0%
<b>Ajustement tarifaire à la baisse du service de l'équilibrage</b>	<b>(53,2)</b>	<b>-27,8%</b>

**Demande :**

**14.1** Veuillez confirmer l'ajustement tarifaire présenté aux tableaux de la référence (ii) pour le service du transport et (iii) pour le service de l'équilibrage.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme l'ajustement tarifaire présenté aux tableaux de la référence (ii) pour le service du transport et (iii) pour le service de l'équilibrage. Gaz Métro précise toutefois que la baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage du tableau de la référence (iii) de 9,6 M\$ devrait exclure la variation de l'amortissement du compte de stabilisation tarifaire – Température Équilibrage de 1,4 M\$, pour ainsi s'élever à 11,0 M\$. Comme présenté au tableau ci-dessous, la variation de l'amortissement du compte de stabilisation tarifaire – Température Équilibrage de 1,4 M\$ (entre le dossier R-3970-2016, pièce B-0070, l. 11, col. 7 et le dossier R-3879-2014, pièce B-0742, l. 11, col. 7) aurait dû être présentée sur une ligne distincte puisqu'elle ne fait pas partie de la baisse des coûts des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage.

Évolution du revenu requis du service d'équilibrage et ajustement tarifaire	2017	
	en M\$	en %
Baisse du coût des outils de transport fonctionnalisés à l'équilibrage	(11,0)	-5,7%
Vente de transport excédentaire - gain en 2017 vs perte en 2016	(8,8)	-4,6%
Ventes d'outils de transport SH à priori, fonctionnalisés à l'équilibrage	(17,3)	-9,0%
Trop-perçu de l'exercice 2015 à rembourser en 2017	(6,6)	-3,5%
Rétablissement en 2016 du manque à gagner 2013, suite à la D-2015-088	(8,1)	-4,2%
Amortissement du compte de stabilisation tarifaire – Température Équilibrage	1,4	0,7%
Autres	(0,9)	-0,5%
<b>Baisse du revenu requis 2017 vs le revenu requis autorisé 2016</b>	<b>(51,2)</b>	<b>-26,8%</b>
Hausse des revenus d'équilibrage découlant de la hausse de volumes	(2,0)	-1,0%
<b>Ajustement tarifaire à la baisse du service de l'équilibrage</b>	<b>(53,2)</b>	<b>-27,8%</b>

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0037, p. 20 et 22](#);  
(ii) Pièce [B-0040, p. 2](#).

**Préambule :**

(i) Gaz Métro présente les investissements en développement de réseau sur un horizon de cinq années, soit des montants en 2017 de 57,6 M\$ lié aux plans de développement et 16,2 M\$ lié à des projets majeurs. En incluant les projets liés à la Stratégie de gestion des actifs au montant de 97,8 M et autres projets de -0.3 M\$, le total prévu en 2017 pour les investissements s'élève à 171,3 M\$.

(ii) Gaz Métro présente les additions à la base de tarification 2016 et 2017 ventilées selon les catégories d'actifs. Pour les immobilisations, les additions s'élèvent à 181,5 M\$ en 2017.

**Demandes :**

- 15.1** Veuillez concilier le montant de 16,2 M\$ lié aux projets majeurs de la référence (i) avec les additions à la base de tarification présentées à la référence (ii).

**Réponse :**

<b>Projets majeurs</b>		
	Planification pluriannuelle <i>(M\$)</i>	Additions à la Base de Tarification <i>(M\$)</i>
Côte Terrebonne	0.2	0.2
Beauharnois	1.3	1.3
Biométhane	1.3	1.3
Bellechasse	12.5	12.5
Sous Total	15.3	15.3
Asbestos	0.8	-
<b>TOTAL</b>	<b>16.2</b>	<b>15.3</b>

Note 1

GM-5, doc.1, p.20

GM-6, doc.3, p.1, 1.6

Note 1: Ce projet sera inclus dans la Cause tarifaire 2018, comme mentionné dans le dossier R-3958-2015 soumis à la Régie en décembre 2015.

- 15.2** Pour 2017, veuillez concilier le montant prévu des investissements de 171,3 M\$ de la référence (i) avec le montant prévu des additions en immobilisations de 181,5 M\$ de la référence (ii).

**Réponse :**

	(M\$)	
<b>Plan pluriannuel (Gaz Métro- 5, doc. 1, p. 22)</b>	<b>171.3</b>	
<b>Programmes commerciaux</b>	<b>(15.3)</b>	
<b>Projets intégrés dans une prochaine cause tarifaire</b>		
a) Asbestos	(0.9)	Note 1
b) Transmission 1,5 km St-Maurice / Mékinac	(4.3)	Note 2
c) Pétromont	(0.6)	Note 3
	<b>(5.8)</b>	
<b>Autres investissements non considérés dans le Plan pluriannuel</b>		
a) Mesurage	9.8	
b) Frais fixes entrepreneurs, compensations reçues de tiers et autres ajustements	4.5	
c) Entreposage du gaz	2.2	
d) Installations générales	23.4	
e) Frais généraux capitalisés	15.8	
f) Autres	1.1	
	<b>56.8</b>	
<b>Subventions gouvernementales</b>	<b>(25.5)</b>	
<b>Additions à la base de tarification (Gaz Métro- 6, doc. 3, p. 2)</b>	<b>181.5</b>	

Note 1 : Ce projet sera inclus dans la Cause tarifaire 2018 tel que mentionné dans le dossier R-3958-15.

Note 2 : Ce projet n'a pas encore été soumis à la Régie.

Note 3 : Ce projet sera inclus dans la Cause tarifaire 2018 puisqu'il a été approuvé par la Régie le 29 juin 2016, dossier R-3941-2015.



- 16. Références :** (i) Pièce [B-0040, p. 2](#);  
(ii) Pièce [B-0040, p. 3 et 4](#);  
(iii) Pièce [B-0040, p. 5](#).

**Préambule :**

(i) Gaz Métro présente les additions à la base de tarification de l'année de base 2016 (4/8 2016) et des années témoins 2016 et 2017. Le tableau ci-dessous présente un extrait.

<i>En millions de dollars</i>	<b>Écarts</b>	<b>Budget 2016</b>	<b>4/8 -2016</b>	<b>Budget 2017</b>	<b>Écarts</b>
Développement de réseau	3,8	35,4	39,2	57,6	18,4
Amélioration du réseau	-7,6	60,7	53,1	53,7	0,6
Mobilier de bureau	1,3	1,0	2,3	1,5	0,7

(ii) Gaz Métro explique les écarts comme suit :

Projets de développement de réseau :

- écart de 3,8 M\$ : augmentation des coûts moyens de branchements et de conduites;
- écart de 18,4 M\$ : extension de réseau (Beauharnois et Bellechasse) et projets plus importants que prévus (Laurentides, Estrie et Québec).

Projets d'amélioration du réseau :

- écart de - 7,6 M\$ : « *diminution de 7,3 M\$ des investissements en joints mécaniques due à la réalisation d'un plus grand nombre de projets de développement du réseau. Conséquemment, il y a eu une réallocation des ressources internes et externes entre les projets de développements du réseau et ceux d'amélioration du réseau. Les investissements en amélioration du réseau devant être réalisés en 2016 sont reportés à une date ultérieure.* » [nous soulignons]

Mobilier de bureau :

- écart de 1,3 M\$ : « *principalement par le remplacement graduel sur 5 ans du mobilier par une gamme mieux adaptée aux besoins d'affaires. La gamme de mobilier actuelle a plus de 10 ans et depuis 2011, ces produits ne sont plus disponibles sur le marché. Le nouveau mobilier permet une agilité organisationnelle en privilégiant la collaboration et les changements technologiques.* »

**Demandes :**

**16.1** Gaz Métro indique avoir réalisé un plus grand nombre de projets en développement du réseau en 2016, ce qui explique une baisse des investissements pour les projets d'amélioration du réseau. Or, l'écart constaté en 2016 pour les projets en développement

du réseau n'est pas expliqué par un nombre de projets plus élevé mais plutôt par une augmentation des coûts moyens de branchements et de conduites. Veuillez commenter.

**Réponse :**

Gaz Métro réalise en 2016 des projets d'extension de réseau supérieurs à 1,5 M\$ tels que Bellechasse, Asbestos et Beauharnois. Ainsi, même si les investissements en immobilisations relatifs à certains de ces projets d'envergure seront seulement inclus à des causes tarifaires ultérieures, les ressources internes et externes travaillent à la réalisation de ces projets en 2016. Pour les projets de développement inférieurs à 1,5 M\$, il est vrai que l'écart constaté entre la cause 2016 et le 4/8 2016 est dû à une augmentation des coûts moyens de branchements et de conduites.

**16.2** Veuillez présenter les coûts totaux prévus sur cinq ans pour remplacer le mobilier de bureau et préciser le coût unitaire par espace de travail.

**Réponse :**

Gaz Métro envisage d'investir entre 6 M\$ et 7 M\$ sur une période de cinq ans, afin de remplacer le mobilier dans les espaces de travail. Le coût unitaire moyen pour un espace de travail varie entre 4 400\$ pour un espace en aire ouverte et 5 200\$ pour un espace de travail fermé.

Pour certains espaces de travail et les aires de rencontres, il faut aussi prévoir des accessoires, des cloisons amovibles et des chaises.

- 17.** Références :
- (i) Pièce [B-0056](#);
  - (ii) Pièce [B-0058, p. 1](#);
  - (iii) Pièce [B-0058, p. 2](#);
  - (iv) Décision [D-2015-215, p. 31](#).

**Préambule :**

(i) Gaz Métro présente l'établissement du revenu requis 2017 par service, dont le montant total s'élève à 958 003 000 \$ pour la clientèle réglementée.

(ii) Gaz Métro présente l'évolution du revenu net d'exploitation pour les années 2016 et 2017. Le revenu requis prévu de la clientèle réglementée s'élève à 958 003 000 \$ pour 2017 et à 1 110 402 \$ pour l'année 4/8 2016.

(iii) *« Le manque à gagner anticipé pour l'exercice 2016 [au montant de 52,0 M\$] est essentiellement attribuable aux services de transport et d'équilibrage et dans une moindre mesure au service de distribution, s'explique par :*

- le manque à gagner au service d'équilibrage résultant principalement de la baisse des revenus découlant de la baisse de la consommation et de l'écart défavorable de facturation lié à l'application tardive de la grille au cours du premier trimestre de l'exercice 2016 et dans une moindre mesure de la hausse des coûts d'approvisionnements;
- le manque à gagner au service de transport résultant de la hausse des coûts d'approvisionnement et dans une moindre mesure de l'écart de facturation défavorable lié à l'application tardive de la grille au cours du premier trimestre de l'exercice 2016; et
- le manque à gagner au service de distribution découlant de la baisse de la demande, partiellement compensée par la réduction des dépenses d'exploitation, des impôts fonciers ainsi que de l'amortissement des frais reportés et des immobilisations. »

[...]

« Gaz Métro a reporté certaines dépenses d'exploitation prévues à la Cause tarifaire 2016 afin de compenser la baisse anticipée au niveau de la marge brute en raison de la baisse des volumes. »

(iv) « [110] Conséquemment, la Régie reconnaît que les principes, méthodes et règles utilisés par Gaz Métro pour établir les valeurs de son coût de service reposent sur :

- les normes comptables utilisées aux fins des états financiers statutaires, sauf exception;
- exceptionnellement, les PCGR du Canada pour 2016; et
- les décisions de la Régie.

[111] *Considérant ce qui précède, la Régie demande à Gaz Métro de lui présenter, dans le cadre des prochains dossiers tarifaires, les changements aux normes comptables en vigueur qui s'appliquent à ses états financiers statutaires, lorsque ces modifications peuvent avoir un impact sur la détermination de son coût de service. À cet égard, la Régie précise qu'une demande d'autorisation est toujours requise pour modifier les méthodes utilisées aux fins réglementaires visées à l'article 32 de la Loi. »*

**Demandes :**

**17.1** Veuillez présenter l'établissement du revenu requis de l'année 4/8 2016 au montant de 1 110 402 \$ selon la référence (ii) selon le même format que le revenu requis 2017 de la référence (i).

**Réponse :**

Veuillez-vous référer au tableau suivant :

Établissement du revenu requis 4/8 2016 (000 \$)								
	Distribution (1)	Fourniture (2)	Compression (3)	SPEDE (4)	Transport (5)	Équilibrage Pointe (6)	Équilibrage Espace (7)	Total (8)
1 Frais de transport, d'équilibrage et de la distribution	11 690				438 640	61 379	105 981	617 690
2 Rabais à la consommation et autres	23							23
3 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP)	1 000							1 000
4 Autres revenus d'exploitation	(3 337)							(3 337)
5 Dépenses d'exploitation	190 073							190 073
6 Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ)	21 612							21 612
7 Amortissements immobilisations	107 461					1 199		108 659
8 Amortissements frais reportés et actifs intangibles	22 632				(6 599)		21 128	37 161
9 Impôts fonciers et autres	25 486							25 486
10 Impôts sur le revenu	30 061	311	3	4 761	788	488	980	37 393
11 Rendement sur la base de tarification	122 983	2 002	16	589	2 021	2 361	4 355	134 325
12 Revenu requis incluant l'approvisionnement du client GM GNL	<u>529 682</u>	<u>2 313</u>	<u>19</u>	<u>5 350</u>	<u>434 850</u>	<u>65 427</u>	<u>132 444</u>	<u>1 170 083</u>
13 Coût d'utilisation de l'usine LSR remboursé par le client GM GNL						(3 320)		(3 320)
14 Revenu requis avant retrait des coûts relatifs aux services D, T et É du client GM GNL	<u>529 682</u>	<u>2 313</u>	<u>19</u>	<u>5 350</u>	<u>434 850</u>	<u>62 107</u>	<u>132 444</u>	<u>1 166 764</u>
15 Trop-perçu / (Manque à gagner) <sup>(1)</sup>	(2 673)	120	(14)	16	(12 907)		(36 561)	(52 019)
16 Revenu requis	<u>527 009</u>	<u>2 433</u>	<u>5</u>	<u>5 366</u>	<u>421 943</u>	<u>62 107</u>	<u>95 883</u>	<u>1 114 745</u>
17 Coûts des services D, T et É remboursés par le client GM GNL <sup>(2)</sup>	(1 208)				(3 673)		538	(4 343)
18 Revenu requis de la clientèle réglementée	<u>525 801</u>	<u>2 433</u>	<u>5</u>	<u>5 366</u>	<u>418 270</u>	<u>62 107</u>	<u>96 421</u>	<u>1 110 402</u>

**Notes**  
(1) Aux fins de la projection 4/8 2016, le manque à gagner attribuable au service d'équilibrage n'est pas scindé entre la pointe et l'espace.  
(2) Aux fins de la projection 4/8 2016, le coût de service d'équilibrage remboursé par le client GM GNL n'est pas scindé entre la pointe et l'espace.

L'utilisation d'arrondis peut occasionner des écarts au niveau des montants totaux.

**17.2** Veuillez indiquer le montant estimé de chacun des éléments qui expliquent le manque à gagner anticipé de 52,0 M\$ pour l'année 4/8 2016, de la référence (iii).

**Réponse :**

Le manque à gagner anticipé de 52,0 M\$ pour l'année 4/8 2016 est principalement expliqué par :

- Manque à gagner de 36,6 M\$ au service d'équilibrage découlant de :
  - La baisse de la consommation expliquée principalement par la température plus chaude que la normale (-18,0 M\$)
  - L'application des tarifs 2015 inférieurs aux tarifs 2016 pour le premier trimestre de l'exercice 2016 (-12,9 M\$)
  - La hausse des coûts d'approvisionnement (-5,6 M\$)
  
- Manque à gagner de 12,9 M\$ au service de transport découlant de :
  - La baisse de la consommation, expliquée principalement par la température plus chaude que la normale, se traduit par une baisse des revenus de 22,0 M\$ qui a entraîné une baisse des coûts d'approvisionnement (baisse des volumes d'achats

jumelée à hausse des cessions de transport) de 11,1 M\$ pour un effet net défavorable de 10,9 M\$

- L'application des tarifs 2015 inférieurs aux tarifs 2016 pour le premier trimestre de l'exercice 2016 (-3,1 M\$)
  - Autres variations (+1,1 M\$)
- Manque à gagner de 2,7 M\$ au service de distribution découlant de :
- La baisse de la demande (8,7 M\$)
  - Partiellement compensée par la réduction des dépenses d'exploitation (3,5 M\$), l'amortissement des frais reportés et des immobilisations (1,3 M\$) ainsi que des impôts fonciers (0,9 M\$).

**17.3** Veuillez présenter les dépenses d'exploitation initialement prévues en 2016 selon la référence (iii) et qui sont reportées en 2017.

**Réponse :**

Un exercice de rationalisation a été mis en place à travers l'organisation afin de compenser la baisse anticipée au niveau de la marge brute en raison de la baisse des volumes. Chaque secteur de l'entreprise est responsable de gérer son budget de dépenses d'exploitation et doit prioriser ses activités en fonction de ses besoins, tout en respectant les priorités de l'entreprise, soit de desservir les clients et d'assurer un réseau fiable et sécuritaire, tout en maintenant les indicateurs de qualité de service. La réduction et/ou le report des dépenses d'exploitation pourrait se matérialiser, par exemple, en reportant l'embauche de postes devenus vacants ou de nouveaux postes et en réduisant les frais de déplacements, de représentation ou de formation.

**17.4** Aux fins de l'établissement du coût de service pour les années 2016 et 2017 de la référence (ii), veuillez confirmer l'absence de changements aux normes comptables en vigueur, autres que ceux autorisés dans la décision D-2015-212, qui s'appliquent aux états financiers statutaires des exercices financiers 2016 et 2017, et qui peuvent avoir un impact sur la détermination du coût de service.

**Réponse :**

Aux fins de l'établissement du coût de service pour les exercices financiers 2016 et 2017 de la référence (ii), Gaz Métro confirme l'absence de changements aux normes comptables en vigueur, autres que ceux autorisés dans la décision D-2015-212, qui s'appliquent aux états financiers statutaires des exercices financiers 2016 et 2017, et qui peuvent avoir un impact sur la détermination du coût de service.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0070, p. 1](#);
  - (ii) Pièce [B-0070, p. 2](#);
  - (iii) Dossier R-3951-2015, pièce [B-0138](#).

**Préambule :**

(i) Gaz Métro présente la conciliation et l'amortissement des frais reportés et des actifs intangibles pour l'année 2017. Au 1<sup>er</sup> octobre 2016, les soldes du manque à gagner/trop-perçu de l'année 2015 pour le service de transport et le service de l'équilibrage s'élèvent respectivement à 39 038 000 \$ et – 6 611 000 \$.

(ii) Gaz Métro présente le suivi des comptes de stabilisation tarifaire. L'amortissement de ces comptes est établi selon la méthode autorisée dans la décision D-2015-212, qui prévoit notamment un amortissement sur deux ans. Pour les frais financiers, la période d'amortissement est de cinq ans.

(iii) Gaz Métro présente le solde du manque à gagner au 30 septembre 2015 pour le service de transport au montant de 37 094 000 M\$ et le solde du trop-perçu pour le service de l'équilibrage au montant de – 6 785 000 \$.

**Demandes :**

- 18.1** Pour chacun des services, veuillez présenter les éléments de conciliation entre les soldes de la référence (i) et ceux de la référence (iii).

**Réponse :**

<b>Conciliation</b> <b>000 \$</b>	<b>Transport</b>	<b>Équilibrage</b>	<b>Total</b>
(Trop-perçu) / Manque à gagner (R-3951-2015, Gaz Métro - 8. Document 2)	37 094	(6 785)	30 309
Intérêts capitalisés en 2016	2 526	(462)	2 064
	39 620	(7 247)	32 373
Moins: Soldes présentés à la référence (i)	39 038	(6 611)	32 427
<b>Écart</b>	<b>(582)</b>	<b>636</b>	<b>54</b>

En procédant à la conciliation des soldes de trop-perçus et manques à gagner de l'exercice 2015, Gaz Métro constate qu'une erreur de calcul s'est produite dans la prévision 4/8 2016. En effet, les intérêts capitalisés sur les soldes de trop-perçus et manques à gagner ont été calculés sur les soldes obtenus au 30 septembre 2015, sans inclure l'effet de la décision D-2015-181 rendue le 4 novembre 2015 et qui portait sur la cause tarifaire 2015. Ainsi, les intérêts capitalisés sur le manque à gagner en transport ont été sous-évalués alors que ceux du trop-perçu en équilibrage ont été surévalués.

Gaz Métro propose d'intégrer la correction lors de la mise à jour des tarifs de transport et d'équilibrage qui suivra la décision de la Régie sur le dossier tarifaire 2017.

- 18.2** Veuillez justifier la période d'amortissement de cinq ans pour amortir les frais financiers liés aux comptes de stabilisation tarifaire, alors que ces comptes sont amortis sur deux ans.

**Réponse :**

Il est important de spécifier dans un premier temps que le compte de stabilisation tarifaire des frais financiers permet de capter les écarts de taux entre les frais financiers réels et les frais financiers projetés dans le cadre de la cause tarifaire. Ce compte de frais reportés est amorti sur une période de 5 ans à compter du 2<sup>e</sup> exercice suivant sa constatation et l'amortissement est inclus à même le coût de service de distribution, comme prévu à la décision D-96-16.

Dans la décision D-2015-212 (R-3940-2015), la modification de la durée d'amortissement à deux ans plutôt que 5 ans portait uniquement sur le compte de stabilisation tarifaire de la température et du vent. Le compte de stabilisation tarifaire des frais financiers n'était pas visé par la demande de Gaz Métro.

En effet, puisque le compte de stabilisation tarifaire des frais financiers représente en totalité des coûts spécifiques encourus, celui-ci n'entre pas dans le champ d'application des « Alternative revenue Programs » de l'ASC 980 – Regulated operation. À l'opposé, certaines composantes du compte de stabilisation tarifaire de la température et du vent répondent à la définition d'un *Alternative revenue program*, comme défini à l'ASC 980-605-25-4, et elles sont capitalisables seulement si elles sont récupérées dans les tarifs dans les 24 mois suivant leur constatation.

Cependant, si la Régie le souhaitait, Gaz Métro est ouverte à modifier la période d'amortissement du compte de stabilisation tarifaire des frais financiers afin d'utiliser la même méthode que celle utilisée pour les comptes de stabilisation tarifaire de la température et du vent, soit sur deux ans à compter du 1<sup>er</sup> exercice financier suivant la capitalisation.

**19. Référence :** Dossier R-3951-2015, pièce [B-0047, p. 1 et 2.](#)

**Préambule :**

*« Les travaux de construction visant l'installation du réseau gazier pour l'alimentation de la mine Québec Lithium ont débuté en juin 2014 et se sont terminés en octobre 2014, à l'exception de la mise en gaz. Le client n'ayant pu remettre la contribution financière attendue, le réseau a été mis sous pression d'azote pour une période indéterminée.*

[...]

*Les actifs installés semblent susciter de l'intérêt de la part de tierces parties. La remise en fonction du site est sujette à l'obtention de financement significatif de la part d'un acquéreur potentiel. Si cet objectif était atteint, la production pourrait reprendre aussitôt qu'à l'été 2016. »*

**Demande :**

**19.1** Veuillez présenter l'évolution du projet de La Corne depuis le dépôt du suivi dans le cadre du rapport annuel 2015, dont la possibilité de remise en fonction du site.

**Réponse :**

Un acquéreur potentiel s'est montré intéressé à l'achat des actifs de Québec Lithium. Le 21 juin 2016, la Cour supérieure du Québec approuvait la convention d'achat d'actifs présentée par le séquestre de Québec Lithium et l'acquéreur.

Pour plus d'information à ce sujet, Gaz Métro réfère au lien suivant :

<http://www.ksvadvisory.com/insolvency-cases-2/quebec-lithium-inc-rb-energy-inc-qli/>

Gaz Métro est en contact avec cet acquéreur et informera la Régie de tout progrès dans ce dossier menant à la remise en fonction du site.

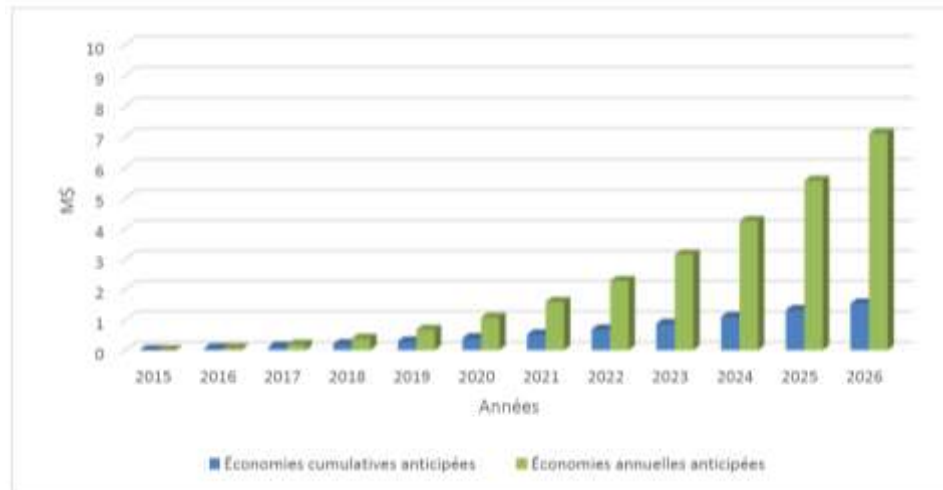
## **PLAN DE BALISAGE**

**20. Référence :** Pièce [B-0017, Annexe 2, page 7;](#)

**Préambule :**

Le Tableau 2 présente l'évolution des économies annuelles et cumulatives correspondant aux Coûts évités pour le régime flexible d'assurance collective du personnel syndiqué.





**Demande :**

**20.1** Veuillez confirmer que les « Économies cumulatives anticipés » sont illustrées par les barres bleues situées à gauche des barres vertes. Sinon, expliquer les raisons pour lesquelles les économies cumulatives sont inférieures aux économies annuelles.

**Réponse :**

Dans le graphique ci-dessus, les économies cumulatives anticipées sont plutôt illustrées par les barres vertes, les barres bleues représentant les économies annuelles anticipées. Une version révisée de l'annexe 2 de la pièce B-0017 sera déposée.

## ÉVALUATIONS DES PROGRAMMES DU PGEÉ

- 21. Références :**
- (i) Pièce [B-0020, p. 17 et 18;](#)
  - (ii) Pièce [B-0621, dossier R-3879-2014, p. 16 et 17;](#)
  - (iii) Pièce [B-0020, p. 16.](#)

**Préambule :**

- (i) Calendrier proposé pour l'évaluation des programmes du PGEÉ - Dossier tarifaire 2016.
- (ii) Calendrier proposé pour l'évaluation des programmes du PGEÉ - Dossier tarifaire 2017.
- (iii) « *De plus, des travaux seront entrepris afin de produire la mise à jour du PTÉ dans le cadre du dossier tarifaire 2017-2018.* »

**Demandes :**

- 21.1** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le dépôt de l'évaluation des programmes PE207 et PE211 a été reporté du processus administratif 2016-2017 au processus administratif 2018-2019, entre les références (i) et (ii).

**Réponse :**

Gaz Métro a reporté l'évaluation des programmes PE207 et PE211 pour plusieurs raisons. Dans un premier temps, Gaz Métro souhaite synchroniser l'évaluation de ces deux programmes avec l'évaluation des programmes PE208, PE218 et PE219. Dans un second temps, Gaz Métro a constaté que beaucoup d'évaluations de programmes étaient prévues au processus administratif 2016-2017, et par souci de répartition des coûts, a donc repoussé certaines évaluations.

- 21.2** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les évaluations du potentiel technico-économique des marchés résidentiel, commercial et institutionnel et industriel, n'ont pas été déposées dans le présent dossier, tel que prévu dans les causes tarifaire 2016 et 2017 (référence (i), (ii) et (iii)). Veuillez indiquer quand ces évaluations seront déposées.

**Réponse:**

La case du calendrier dans laquelle l'évaluation du potentiel technico-économique est inscrite indique la date à laquelle les charges de cette étude seront facturées. Il est aussi inscrit au calendrier que le dépôt de cette étude est prévu dans le cadre de la Cause tarifaire 2017-2018, soit la prochaine cause tarifaire.

**21.3** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le dépôt de l'évaluation des coûts évités a été reporté de la présente cause tarifaire à la cause tarifaire 2018-2019, entre les références (i) et (ii).

**Réponse :**

Comme indiqué à la réponse à la question 21.1, Gaz Métro a constaté que plusieurs évaluations étaient prévues pour l'année 2016-2017. Par souci de répartition des évaluations de programme dans le temps, Gaz Métro a choisi de ne pas surcharger une année avec les évaluations et donc a choisi de reporter certaines évaluations.

**21.4** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le dépôt de l'évaluation du programme PE103 a été reporté du processus administratif 2017-2018 au processus administratif 2018-2019, entre les références (i) et (ii).

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 21.3.

**21.5** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le dépôt de l'évaluation du programme PE111 et PE226 a été reporté du processus administratif 2016-2017 au processus administratif 2017-2018, entre les références (i) et (ii).

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 21.3

**PE208, PE218 ET PE219**

- 22. Références :**
- (i) Pièce [B-0020, p. 52](#);
  - (ii) Pièce [B-0020, p. 53](#);
  - (iii) Suivi administratif des résultats d'évaluation du PGEÉ 2016 : [Rapport d'évaluation du programme PE208, p. 22 et 23](#) ;
  - (iv) Pièce [B-0020, p. 51](#) ;
  - (v) Suivi administratif des résultats d'évaluation du PGEÉ 2016 : [Rapport d'évaluation des programmes PE218 et PE219, p. 34 et 35](#). Econoler, 27 novembre 2015 ;
  - (vi) Suivi administratif des résultats d'évaluation du PGEÉ 2016 : [Rapport d'évaluation des programmes PE218 et PE219, p. 36](#). Econoler, 27 novembre 2015 ;
  - (vii) Suivi administratif des résultats d'évaluation du PGEÉ 2016 : [Rapport d'évaluation du programme PE208, p. 33](#).

Préambule :

(i) «

Tableau 6  
Taux d'occurrence des critères limitant l'aide financière pour les programmes PE208, PE218 et PE219 pour la période 2012-2015

Critères limitant l'attribution de l'aide financière Période 2012 à 2015	PE208	PE218	PE219
Prime par mètre cube de gaz naturel économisé (PE208: 0,25 \$/m <sup>3</sup> , PE218-219, selon les cas : 0,10 \$/m <sup>3</sup> , 0,20 \$/m <sup>3</sup> ou 0,25 \$/m <sup>3</sup> )	67%	72%	53%
Montant maximal (PE208: 25000\$, PE218-219: 175000\$)	30%	13%	32%
Autres critères (50 % des coûts d'investissement ou PFI minimale)	3%	15%	25%

»

(ii) « - PE208 Encouragement à l'implantation du marché CII : Le montant de l'aide financière octroyée par mètre cube de gaz naturel économisé sera augmenté de 0,25 \$/m<sup>3</sup> à 0,50 \$/m<sup>3</sup> et le montant maximal de l'aide sera rehaussé de 25 000 \$ à 100 000 \$ par demande, tous les autres critères restant identiques par ailleurs;

[...]

- PE218 Encouragement à l'implantation VGE secteur industriel : Le montant de l'aide financière octroyée par mètre cube de gaz naturel économisé sera augmenté, selon le cas, de 0,10 \$/m<sup>3</sup> à 0,15 \$/m<sup>3</sup>, de 0,20 \$/m<sup>3</sup> à 0,25 \$/m<sup>3</sup> et de 0,25 \$/m<sup>3</sup> à 0,30 \$/m<sup>3</sup>, tous les autres critères restant identiques par ailleurs; »

(iii) « En examinant de plus près les ratios subvention-volume de gaz économisé pour les différentes catégories de mesures mises en œuvre dans le cadre du PE208, il paraît évident que les mesures d'efficacité énergétique sur le chauffage nécessitent un investissement plus élevé par volume de gaz économisé que la moyenne du programme, qui est de 5,1 \$/m<sup>3</sup>. Les mesures visant les procédés et la décentralisation nécessitent en revanche un investissement plus faible.

Tableau 5 : Ratios de coût moyen des mesures et de montant moyen de la subvention par volume de gaz naturel économisé

Catégorie de mesure	Coût moyen des mesures (\$/volume de gaz économisé (m <sup>3</sup> ))	Montant moyen de la subvention (\$/volume de gaz économisé (m <sup>3</sup> ))
Récupération d'énergie - chauffage	8,4	0,22
Contrôle du chauffage	8,0	0,25
Modernisation de la chaudière	5,3	0,24
Réduction des fuites, de la pression, etc.	4,2	0,21
Contrôle de la ventilation	4,0	0,22
Récupération d'énergie - ventilation	3,3	0,21
Autres	2,9	0,18
Récupération d'énergie - procédé	2,4	0,20
Contrôle des procédés	2,3	0,23
Décentralisation	2,1	0,25
Total général	5,1	0,23

Les ratios subvention-volume de gaz économisé obtenus par les mesures portant sur les procédés et sur la décentralisation se situent dans la fourchette moyenne à supérieure du groupe, tandis que les ratios investissement-volume de gaz économisé pour ces mêmes mesures sont parmi les plus faibles. »

(iv) «

Tableau 5  
Comparaison des aides financières moyennes (\$/m<sup>2</sup>) accordées dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique par Gaz Métro sur la période 2012-2015

Aides financières	
<b>Programmes résidentiels :</b>	
PE13 - THERMOSTAT PROGRAM	0,59 \$
PE11 - CHAUFFE-EAU « 385 MBTJ »	2,16 \$
PE12 - CH-BAU-NECHANG	1,52 \$
PE23 - COMBO À CONDENSATION	1,40 \$
<b>Moyenne marché résidentiel :</b>	<b>1,42 \$</b>
<b>Programmes marché affaires :</b>	
PE20 - CHAUFFE-EAU 80% CI	0,76 \$
PE28 - AIDE À L'IMPLANTATION CI	0,19 \$
PE19 - CHAUFFE-EAU CONDENSATION + CONTACT DIRECT CI	0,83 \$
PE13-CHA-ES075+COND=30000BTU	0,87 \$
PE21 - CH-BAU-COND 80% CI	1,00 \$
PE25 - INFRA-ROUGE CI	0,25 \$
PE24 - HOTTE À DÉBIT VARIABLE	0,75 \$
PE22 - AÉROTHERMIE À CONDENSATION	1,70 \$
PE26 - RÉNOVATION	0,72 \$
PE23 - RENOVATION	0,64 \$
PE24 - CHAUFFE-EAU SOLAIRE	2,93 \$
PE25 - NOUVELLE CONSTRUCTION	1,09 \$
<b>Moyenne marché affaires :</b>	<b>0,90 \$</b>
<b>Programmes marché VGE :</b>	
PE28 - AIDE À L'IMPLANTATION INDUSTRIEL	0,14 \$
PE25 - AIDE À L'IMPLANTATION INSTITUTIONNEL	0,15 \$
<b>Moyenne marché VGE :</b>	<b>0,14 \$</b>
<b>Moyenne tous marchés :</b>	<b>1,03 \$</b>

»

(v) « Hydro-Québec a révisé les modalités de son appui financier dans le cas d'une nouvelle installation, d'un agrandissement ou d'un ajout de chaînes de production. Ainsi, plutôt que d'offrir une aide financière allant jusqu'à 50 % du coût incrémental, l'aide financière atteint dorénavant jusqu'à 10 % du coût total du projet. »

(vi) « Pour la période évaluée, l'aide financière moyenne octroyée dans le cadre du PE218 était de 71 538 \$, soit 39 % du coût incrémental estimé et 12,5 % du coût total moyen des projets. Pour le PE219, l'aide financière moyenne octroyée était de 62 701 \$, soit 12 % du coût incrémental estimé et 5 % du coût total moyen des projets. L'analyse confirme que la méthode actuelle d'établissement de l'aide financière et que la hauteur de cette aide ne posent aucun problème. Il y a même une marge de manœuvre pour couvrir une partie plus importante des surcoûts, particulièrement pour le PE219, si Gaz Métro envisageait de hausser l'aide financière. » [nous soulignons]

(vii) « [...] Pour la période évaluée, l'aide financière moyenne octroyée dans le cadre du PE208 était de 14 614 \$, soit 13 % du coût incrémental estimé et 6,4 % du coût total moyen des projets. [...] »

L'analyse confirme que la méthode actuelle d'établissement de l'aide financière et que la hauteur de cette aide ne posent aucun problème, notamment si l'on compare la balise d'Hydro-Québec au coût total du projet. Il y a même une marge de manœuvre pour couvrir une partie plus importante des surcoûts si Gaz Métro envisageait de hausser l'aide financière. » [nous soulignons]

## Demandes :

**22.1** Veuillez expliquer comment et à partir de quelles données de référence Gaz Métro conclue qu'entre 2012 et 2015, le montant d'aide financière a été « limité » par l'aide

financière par m<sup>3</sup> de gaz économisé (référence (i)) pour 67 % des participants au programme PE208, 72 % des participants au programme PE218 et 53 % des participants au programme PE219.

**Réponse :**

Gaz Métro a utilisé les données de participation aux programmes d'aide à l'implantation PE208, PE218 et PE219 pour la période 2012-2013 à 2014-2015 de sa base de données pour établir le tableau 6 (référence (i)).

Afin d'arriver à la conclusion qu'entre 2012-2013 et 2014-2015, le montant d'aide financière a été « limité » par l'aide financière par m<sup>3</sup> de gaz économisé (référence (i)) pour 67 % des participants au programme PE208, 72 % des participants au programme PE218 et 53 % des participants au programme PE219, Gaz Métro a :

- Pour le PE208, identifié et dénombré les dossiers pour lesquels le ratio subvention – volume de gaz naturel économisé était égal à 0,25 \$/m<sup>3</sup>, puis a rapporté ce nombre de dossiers au nombre de participants total du programme,
- Pour les PE218 et PE219, identifié et dénombré les dossiers pour lesquels les mesures d'efficacité énergétiques implantées présentaient un ratio subvention – volume de gaz naturel économisé de 0,10 \$/m<sup>3</sup> ou 0,20 \$/m<sup>3</sup> ou 0,25 \$/m<sup>3</sup>, puis a rapporté ce nombre de dossiers au nombre de participants total de chacun des programmes.

**22.2** Veuillez justifier l'augmentation de l'aide financière par m<sup>3</sup> économisé pour le programme PE208 (référence (ii)) pour toutes les catégories de mesures mises en œuvre dans le cadre du programme, sans égard aux ratios subvention-volume de gaz économisé pour chaque catégorie (référence (iii)).

**Réponse :**

Le succès d'un programme d'encouragement à l'implantation dans le marché CII dépend grandement de sa notoriété. Les modalités simples du programme PE208 facilitent sa promotion auprès des clients à l'aide des acteurs du marché (représentants de Gaz Métro, firmes d'ingénieurs, etc.) et des communications.

Gaz Métro a donc privilégié pour sa proposition de modification d'aide financière pour le programme PE208, le maintien d'un modèle simple et uniforme plutôt que d'introduire des niveaux d'aide financière additionnels en fonction des catégories de mesures. Ceci permet à Gaz Métro de miser sur l'une des forces de ce programme et évite ainsi des barrières à la commercialisation et l'adoption du programme que pourraient entraîner un modèle plus complexe de niveaux d'aide financière.

22.3 Veuillez ajouter une colonne au tableau présenté à la référence (iv), en y indiquant le coût moyen des mesures (\$) par volume de gaz économisé (m<sup>3</sup>) pour chacun des programmes d'efficacité énergétique avec lesquels Gaz Métro établie sa comparaison et veuillez calculer la moyenne de ces résultats pour tous les marchés. Veuillez comparer les résultats du tableau obtenu avec ceux présentés à la référence (iii) et expliquez l'augmentation de l'aide financière par m<sup>3</sup> économisé pour le programme PE208.

### Réponse :

Gaz Métro ne dispose pas de l'information sur le coût moyen des mesures pour chacun des programmes répertoriés au tableau de la référence (iv) et n'est donc pas en mesure d'ajouter la colonne indiquant le coût moyen des mesures (\$) par volume de gaz économisé (m<sup>3</sup>) tel que le demande la Régie. Gaz Métro dispose toutefois du surcoût moyen pour chacun des programmes du PGEÉ. Gaz Métro a donc ajouté une colonne au tableau présenté en référence (iv), en y indiquant le surcoût moyen des mesures (\$) par volume de gaz économisé (m<sup>3</sup>) en se basant sur les paramètres 2016-2017 de chacun des programmes visés.

Programmes résidentiels :	Aide financière / m <sup>3</sup> (moyenne 3 ans)	Ratio surcoût / m <sup>3</sup> économisé
PE103 - THERMOSTAT PROGRAM	0,59 \$	1,26 \$
PE111 - CHAUDIERE H. EFF. < 300 MBTU	2,16 \$	4,38 \$
PE113 - CH- EAU INSTANTANÉE	1,52 \$	2,59 \$
PE123 - COMBO À CONDENSATION	1,40 \$	2,53 \$
<b>Moyenne marché résidentiel :</b>	<b>1,42 \$</b>	<b>2,69 \$</b>
<b>Programmes marché affaires :</b>		
PE202 - CHAUD INTER 85% CII	0,76 \$	1,61 \$
<b>PE208 - AIDE A L'IMPLANTATION CII</b>	<b>0,19 \$</b>	<b>1,30 \$</b>
PE210 - CHAUD COND 90% + CONTACT DIRECT CII	0,83 \$	3,48 \$
PE210-CHAUD90%+COND>=300000BTU	0,87 \$	3,48 \$
PE212 - CH-EAU COND 90% CII	1,06 \$	2,61 \$
PE215 - INFRA-ROUGE CII	0,25 \$	0,30 \$
PE224-1 HOTTE À DÉBIT VARIABLE	0,75 \$	2,69 \$
PE225 - AÉROTHERME À CONDENSATION	1,70 \$	3,96 \$
PE226 - RECOMMISSIONING	0,72 \$	0,93 \$
PE233 - RENOVATION	0,64 \$	1,38 \$
PE234 - CHAUFFAGE SOLAIRE	2,93 \$	4,72 \$
PE235 - NOUVELLE CONSTRUCTION	1,09 \$	2,26 \$
<b>Moyenne marché affaires :</b>	<b>0,98 \$</b>	<b>2,40 \$</b>
<b>Programmes marché VGE :</b>		
PE218 - AIDE A L'IMPLANTATION INDUS VGE	0,14 \$	0,38 \$
PE219 - AIDE A L'IMPLANTATION INSTI VGE	0,15 \$	1,31 \$
<b>Moyenne marché VGE :</b>	<b>0,14 \$</b>	<b>1,69 \$</b>
<b>Moyenne tous marchés</b>	<b>1,03 \$</b>	<b>2,29 \$</b>

Gaz Métro peut difficilement établir de comparaison entre le tableau ainsi obtenu et les résultats de la référence (iii) puisque l'un présente un ratio « surcoût/m<sup>3</sup> économisé » et l'autre un ratio « coût/m<sup>3</sup> économisé ».

- 22.4** En tenant compte que seulement 30 % des participants au programme PE208 auraient vu leur montant d'aide financière « limité » par le montant maximal d'aide établi de 25 000 \$ (référence (i)) et que Gaz Métro propose de doubler l'aide financière par m<sup>3</sup> économisé de 0,25 \$/m<sup>3</sup> à 0,5 \$/m<sup>3</sup> (référence (ii)), veuillez justifier l'augmentation du plafond d'aide financière de 25 000 \$ à 100 000 \$ (4 fois de plus) pour ce programme (référence (ii)). Veuillez expliquer comment Gaz Métro a établi ce plafond.

**Réponse :**

L'établissement du plafond à 100 000 \$ dans le PE208 a pour principal objectif de réduire la proportion de dossiers dont le montant d'aide financière est limité par ce même plafond. Tel que présenté au tableau en référence (i), le PE208 est le programme pour lequel cette proportion est la plus élevée, soit 30 %.

Le tableau suivant présente l'évolution anticipée des taux d'occurrence des critères limitant l'aide financière pour le programme PE208 pour la période 2012-2013 à 2014-2015 à la suite de l'augmentation des aides financières :

<b>PE208 - Données de participation 2012 à 2015</b> <b>Critères limitant l'attribution de l'aide financière</b>	<b>Actuel</b>	<b>Proposé</b>
Prime par mètre cube de gaz naturel économisé (actuelle: 0,25 \$/m <sup>3</sup> ; proposée: 0,50 \$/m <sup>3</sup> )	<b>66%</b>	<b>67%</b>
Montant maximal (actuel: 25 000\$; proposé: 100 000\$)	<b>30%</b>	<b>8%</b>
Autres critères (incluant 50 % des coûts d'investissement ou PRI minimale)	<b>3%</b>	<b>24%</b>

On constate qu'avec un plafond proposé de 100 000 \$, la proportion de dossiers dont le montant d'aide financière est limité par le plafond passe de 30 % à 8 %.

De plus, Gaz Métro estime qu'un plafond à 100 000 \$ aura un effet positif sur la commercialisation du programme et sa notoriété. Cela devrait également rendre le programme plus attrayant pour les clients, notamment ceux ayant des projets générant des économies plus importantes.

Gaz Métro rappelle que dans tous les cas, les montants d'aide financière ne pourront dépasser 50 % des coûts du projet et que, tel que précisé dans la réponse à l'engagement 5.2 de la séance de travail du 13 juin 2016<sup>5</sup>, Gaz Métro entend mettre en place des mesures

---

<sup>5</sup> R-3970-2016, B-0147, Gaz Métro 9, Document 5, réponse à l'engagement 5.2.



additionnelles qui permettront de s'assurer que l'aide financière versée à chacun des participants ne dépasse pas le surcoût estimé.

**22.5** Veuillez justifier l'augmentation des aides financières par m<sup>3</sup> de gaz économisé pour le programme PE218, en tenant compte des constats de l'évaluateur aux références (v) et (vi).

**Réponse :**

Le changement du niveau d'aide financière proposé pour le programme PE218 représente un ajustement qui, à la base, se justifie par la non-indexation des aides financières depuis 2003.

Le seuil de 10 % du coût total du projet utilisé par Hydro-Québec, pour un volet spécifique d'un de ses programmes et dont il est question en référence (v), n'est pas un élément qui a guidé Gaz Métro pour l'augmentation de l'aide financière des programmes d'encouragement à l'implantation.

**22.6** En considérant les mêmes données de participation utilisées par l'évaluateur des programmes PE208, PE218 et PE219 (références (vi) et (vii)) ou les données prévisionnelles de Gaz Métro, veuillez estimer et expliquer quels seraient les montants d'aide financière moyenne qui seraient obtenus pour ces trois programmes, si la proposition de Gaz Métro (référence (ii)) était acceptée par la Régie. Veuillez fournir les pourcentages que ces aides financières moyennes représentent sur les coûts totaux moyens des projets de ces trois programmes (références (vi) et (vii)). Finalement, veuillez comparer les résultats avec la balise établie par Hydro-Québec pour les aides financières à la référence (v).

**Réponse :**

En utilisant les données de participation aux programmes d'aide à l'implantation PE208, PE218 et PE219 pour la période 2012-2013 à 2014-2015 de sa base de données, Gaz Métro a estimé quels seraient les montants d'aide financière moyenne qui seraient obtenus pour ces trois programmes, si la proposition de Gaz Métro (référence (ii)) était acceptée par la Régie.

Ces estimations, ainsi que les pourcentages que ces aides financières moyennes représentent par rapport aux coûts totaux moyens des projets de ces trois programmes, sont présentées dans le tableau suivant :

<i>Données de participation pour la période 2012-2013 à 2014-2015</i>	<b>PE208</b>		<b>PE218</b>		<b>PE219</b>	
	Actuel	Proposé	Actuel	Proposé	Actuel	Proposé
<b>Aide financière moyenne (\$)</b>	15 450 \$	<b>36 691 \$</b>	71 870 \$	<b>80 799 \$</b>	76 542 \$	<b>84 667 \$</b>
<b>Aide financière moyenne (\$) / Coût total moyen des projets (\$) (%)</b>	5,0%	<b>12,0%</b>	7,8%	<b>8,8%</b>	3,4%	<b>3,8%</b>

Gaz Métro remarque que les estimations des pourcentages des aides financières moyennes par rapport aux coûts totaux moyens des projets sont soit inférieures, pour les programmes PE218 et PE219, soit du même ordre de grandeur, pour le PE208, que la valeur de 10 % utilisée par Hydro-Québec dans le cadre d'un volet spécifique d'un de ses programmes (référence v)).

### **PE126 ET PE236**

- 23. Références :**
- (i) Pièces [B-0148, dossier R-3916-2014, page 23, B-0020, p. 36](#) et [B-0160, dossier R-3951-2015, p. 24](#);
  - (ii) Pièces [B-0148, dossier R-3916-2014, page 67, B-0020, p. 78](#) et [B-0160, dossier R-3951-2015, p. 62](#);
  - (iii) [Rapport des évaluations des programmes du Plan Global en Efficacité Énergétique \(PGEÉ\) de Gaz Métro, p. 19](#). Régie de l'énergie, 10 juin 2016.

#### **Préambule :**

(i) Pour le programme PE126, durant l'année 2013-2014, Gaz Métro a octroyé 3 460 \$ en aide financière, soit 25 % des prévisions (14 000 \$) et 5 % des coûts de programme de 67 609 \$. Durant l'année 2014-2015, Gaz Métro a octroyé 3 460 \$ en aide financière, soit 20 % des prévisions (17 590 \$) et 4 % des coûts de programme de 84 562 \$.

Le montant d'aide financière prévu pour l'année 2015-2016 est le même que celui prévu pour l'année 2014-2015 (17 590 \$).

Pour les premiers 4 mois de l'année 2015-2016, Gaz Métro a octroyé 2 320 \$ en aide financière.

Pour l'année 2016-2017, le montant d'aide financière prévu est de 17 590 \$ (tel que prévu aux années 2014-2015 et 2015-2016), avec des coûts de programme de 65 238 \$.

(ii) Pour le programme PE236, durant l'année 2013-2014, Gaz Métro a octroyé 44 743 \$ en aide financière, soit 49 % des prévisions (90 812 \$) et 55 % des coûts de programme de 81 992\$. Durant l'année 2014-2015, Gaz Métro a octroyé 43 156 \$ en aide financière, soit 39 % des prévisions (111 341) et 51 % des coûts de programme de 83 952 \$.

Le montant d'aide financière prévu pour l'année 2015-2016 est de 120 619 \$.

Pour les premiers 4 mois de l'année 2015-2016, Gaz Métro a octroyé 60 026 \$ en aide financière.

Pour l'année 2016-2017, le montant d'aide financière prévu est de 222 682 \$ avec des coûts de programme de 67 238 \$.

(iii) « [...] Gaz Métro indique qu'elle a assisté, le 30 novembre 2015, à une présentation d'Hydro-Québec et le Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques (BEIÉ), sur une nouvelle offre d'un centre d'accompagnement dédié aux MFR. Lors de cette rencontre Gaz Métro retient que deux thèmes principaux ont été abordés :

- *Le développement d'un centre d'accompagnement centralisé en 2017 visant à combler les besoins des MFR présentant des problématiques en lien avec le crédit ou le recouvrement*

*et visant à proposer des solutions en efficacité énergétique pour réduire les factures énergétiques des MFR; »*

**Demands :**

**23.1** Veuillez justifier le fait de ne pas réviser à la baisse la prévision de 17 590 \$ pour les aides financières à verser pour le programme PE126.

**Réponse :**

Le nombre de participants au programme PE126 est très difficile à prévoir. L'ajout de seulement quelques participants peut avoir un impact important sur les aides financières versées.

Plusieurs participants au programme PE126 sont référés par le BEIÉ lorsqu'ils s'inscrivent au programme Éconologis. De nombreux facteurs reliés à la livraison de ce programme (promotion, date de lancement, régions desservies, etc.) peuvent avoir un impact sur la participation des clients de Gaz Métro. De plus, le BEIÉ transmet à Gaz Métro les demandes de participation environ deux fois par année, généralement au début de l'hiver et au cours des derniers mois de l'année financière de Gaz Métro. Par conséquent, il est impossible de prévoir avec précision le nombre de demandes que le BEIÉ transmettra à Gaz Métro.

D'ailleurs, pour l'année 2016-2017, les MFR seront aussi admissibles au volet thermostat intelligent du programme PE103 ce qui pourrait possiblement augmenter le nombre de participants au programme PE126.

De plus, Gaz Métro entend donner suite aux principales recommandations du rapport d'évaluation des programmes PE126 et PE236 dont l'une porte sur la promotion et la notoriété des programmes.

*« Pour ce qui est de la troisième recommandation concernant la promotion et la notoriété des programmes, Gaz Métro préparera en 2016 un nouveau plan de communication pour mieux faire connaître les programmes de supplément pour les MFR à l'interne et à l'externe. <sup>6</sup> »*

Gaz Métro croit que la mise en œuvre de cette recommandation aura un impact, à partir de 2017, sur la participation au programme PE126.

Enfin, le BEIE envisage d'inclure la promotion des programmes d'efficacité énergétique de Gaz Métro dans le projet pilote de Centre d'accompagnement pour les MFR dont le lancement est prévu à l'été 2016.

---

<sup>6</sup> Cause tarifaire 2017, R-3970-2016, Gaz Métro – 9, Document 1, p.38

Pour toutes ces raisons, Gaz Métro a jugé approprié de conserver le budget prévu de 17 590 \$ pour les aides financières du programme PE126.

- 23.2** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles les aides financières du programme PE126, qui requiert des frais de gestion comparables à ceux du programme PE236, sont environ 92 % moindres que les aides financières du programme PE236.

**Réponse :**

Les coûts de gestion du programme PE126 sont comparables à ceux du programme PE236 parce que leur poids administratif respectif est relativement semblable.

Au cours de l'année 2016-2017, Gaz Métro prévoit vingt participants pour le programme résidentiel PE126. Il prévoit donc traiter une vingtaine de demandes de participation de ménages à faible revenu (répondre aux questions des participants, vérifier les formulaires, faire installer des thermostats pour les demandes transmises par le BEIÉ, valider le revenu familial lorsque nécessaire, traiter les dossiers sur le plan administratif et procéder finalement au versement d'une vingtaine d'aides financières).

Pour le programme affaires PE236, Gaz Métro prévoit 600 participants. Il prévoit toutefois qu'il aura environ une dizaine de projets à traiter (Coopératives et OSBL d'habitation, multilogements privés, etc.) et que chacun de ces projets profitera à environ une soixantaine de MFR, en moyenne (répondre aux questions des organismes et des MFR, vérifier les formulaires, valider l'admissibilité des organismes et valider le revenu familial des ménages lorsque nécessaire, traiter les dossiers sur le plan administratif et procéder finalement au versement d'environ une dizaine d'aides financières).

Gaz Métro bénéficie donc d'une économie d'échelle au niveau du poids administratif de ce programme qui passe par des organismes et des propriétaires de multilogement pour rejoindre les MFR qui utilisent le gaz naturel de Gaz Métro sans être directement client.

En fait, les frais de gestion des programmes PE126 et PE236 n'ont aucun lien avec la valeur des aides financières versées aux MFR participants. Le traitement administratif de dix projets résidentiels soumis par dix MFR est relativement semblable au traitement de dix projets affaires soumis par dix coopératives regroupant 50 MFR chacune même si les aides financières sont 50 fois moins élevées.

- 23.3** Veuillez faire un compte rendu sur l'état d'avancement du centre d'accompagnement centralisé pour les MFR en 2017, mentionné à la référence (iii).

**Réponse :**

Le 20 avril 2016, Gaz Métro a communiqué avec le BEIÉ pour faire un suivi sur le projet pilote d'un Centre d'accompagnement pour les ménages à faible revenu (MFR).

Le 27 avril 2016, dans une réponse courriel, le BEIÉ rappelle qu'il travaille à la mise en place d'un centre d'accompagnement pour les MFR avec l'ensemble des distributeurs. Il précise toutefois qu'il travaille présentement avec Hydro-Québec à la mise en place d'un projet pilote incluant le volet recouvrement pour Hydro, et le volet efficacité énergétique. Il souligne que le lancement de ce projet pilote est prévu à l'été 2016.

Dans ce courriel, le BEIÉ précise également qu'il envisage d'inclure dans le projet pilote la promotion des programmes de Gaz Métro. Il envisage faire appel à Gaz Métro au cours de l'été 2016 pour former les agents en efficacité énergétique retenus, aux programmes de Gaz Métro.

Il termine en expliquant que les échanges se poursuivront entre le BEIE et tous les distributeurs afin que le centre d'accompagnement réponde à toutes les clientèles, et particulièrement à la suite du bilan du projet pilote.

## **SUIVI SUR LES MODALITÉS DES PROGRAMMES PE111, PE202 ET PE210**

**24. Références :** Pièce [B-0020](#), p. 11 et 12.

### **Préambule :**

*« Consciente que la problématique liée aux températures d'opération ne se limite pas exclusivement au programme PE111 Chaudière efficace du marché résidentiel, Gaz Métro s'est assuré de traiter cette problématique et d'implanter les solutions simultanément pour l'ensemble des programmes de chaudières de son PGEÉ, soit les programmes PE111 Chaudière efficace du marché résidentiel, PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire et PE210 Chaudière à condensation du marché CII. Dans ce contexte, le suivi demandé par la Régie dans sa décision 20 D-2015-181 est déjà en place et opérationnel.*

*Ainsi, le projet de mesurage de la température de retour d'eau a été mis en place tel que prévu et Gaz Métro s'est assuré d'y inclure un échantillon représentatif de participants au programme PE210 Chaudière à condensation du marché CII en plus de l'échantillon de participants au PE111 Chaudière efficace du marché résidentiel. Les résultats de ce projet pourront être utilisés dans le cadre des évaluations des programmes de chaudières PE111 Chaudière efficace du marché résidentiel, PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire et PE210 Chaudière à condensation du marché CII. »*

### **Demandes :**

**24.1** Veuillez expliquer les actions que Gaz Métro prévoit entreprendre dans le cadre du programme PE202 Chaudière à efficacité intermédiaire, notamment pour vérifier que ce

type de chaudière ne soit subventionné que si les températures de retour d'eau ne permettent pas d'utiliser la condensation.

**Réponse :**

Gaz Métro mentionnait ce qui suit en réponse à une DDR de la Régie dans le cadre de la Cause tarifaire 2015 :

*« Gaz Métro considère qu'en réservant l'admissibilité au PE202 uniquement aux clients dont les applications ne permettent pas de bénéficier pleinement de l'efficacité accrue de la condensation, il est également possible que les clients refusés optent pour une chaudière à efficacité standard et ainsi ne réalisent pas les économies qu'ils auraient pu réaliser en participant au PE202. »<sup>7</sup>*

De plus, dans son rapport d'évaluation du programme PE202 *Chaudières à efficacité intermédiaire* déposé dans le cadre de l'examen administratif sur les évaluations de programmes 2014, l'Évaluateur mentionne :

*« Par ailleurs, un sondage mené par Gaz Métro auprès de non participants de même que les entrevues réalisées avec les intervenants du marché ont démontré que les chaudières à condensation sont de plus en plus populaires sur le marché, mais qu'une portion non négligeable de clients opte encore pour l'installation de chaudières à efficacité standard et intermédiaire. Le choix d'une chaudière à efficacité standard et intermédiaire, plutôt qu'à condensation, s'explique parfois par des contraintes techniques, mais également par le coût plus élevé des chaudières à condensation. Il y a donc un potentiel résiduel pour les deux programmes de chaudières efficaces de Gaz Métro. »<sup>8</sup>*

*« Selon les données recueillies dans le cadre de la présente évaluation, tout porte à croire qu'il n'y a pas de phénomène de concurrence important entre le programme PE202 et le programme PE210, et que le nombre d'installations de chaudières à efficacité standard serait plus élevé s'il n'y avait pas d'aide financière offerte par Gaz Métro pour les chaudières efficaces. »<sup>9</sup>*

Sur la base des constats de l'Évaluateur, Gaz Métro demeure d'avis que de limiter la participation au programme PE202 pour des raisons de températures de retour d'eau aurait pour effet d'orienter une partie des clients ainsi exclus vers des choix moins performants.

---

<sup>7</sup> R-3879-2014, Cause tarifaire 2015, Gaz Métro – 11, Document 1, Réponse à la question 39.1, p. 118.

<sup>8</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_GM/GazMetro\\_EvaluationPE202-Chaudiere\\_interm\\_Rapport%20final\\_17dec2014.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GazMetro_EvaluationPE202-Chaudiere_interm_Rapport%20final_17dec2014.pdf), p.ii.

<sup>9</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_GM/GazMetro\\_EvaluationPE202-Chaudiere\\_interm\\_Rapport%20final\\_17dec2014.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GazMetro_EvaluationPE202-Chaudiere_interm_Rapport%20final_17dec2014.pdf), p. 9.

Pour ces raisons, Gaz Métro ne prévoit pas mettre en place de mesures visant à contraindre la participation à l'un ou l'autre de ses programmes de chaudières (PE202 et PE210) sur la base des températures de retour d'eau.

**24.2** Veuillez élaborer sur la possibilité d'ajouter une modalité pour que les clients qui ont des températures de retour compatibles avec la condensation ne soient pas admissibles au programme PE202 mais le soient aux programmes des chaudières à condensation, ceci dans le but d'offrir des équipements à efficacité maximale quand cela est possible.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 24.1.

**PE215 ET PE212**

- 25. Références :**
- (i) Pièce [B-0020, p. 59](#);
  - (ii) [Suivi 2013 des évaluations – PGEÉ de Gaz Métro – Rapport de la Régie, pages 13 et 14](#);
  - (iii) Pièce [B-0143, p. 40 et 41](#);
  - (iv) [Suivi 2013 des évaluations des programmes du PGEÉ de Gaz Métro, 28 juin 2013, p. 9 et 10](#).

**Préambule :**

- (i) « Infrarouge  
PE215

[...]

	Réel 2014-2015	CT 2015-2016	2015-2016 4/8	CT 2016-2017	CT 2017-2018	CT 2018-2019
<b>Paramètres du programme</b>						
<sup>1</sup> Gain unitaire (m <sup>3</sup> /Btu/h)	0,0159	0,0159	0,0159	0,0159	0,0159	0,0159
Puissance de l'appareil (Btu/h)	149 003	97 925	157 571	144 214	144 214	144 214
Economies unitaires m <sup>3</sup> (liné)	2 369	1 557	2 505	2 293	2 293	2 293
Coût incrémental (\$)	896	896	896	896	896	896
Coûts évités (\$/m <sup>3</sup> )	0,341	0,331	0,331	0,322	0,322	0,322
<sup>2</sup> Opportuniste (%)	16	16	16	16	16	16
<sup>3</sup> Enrèvement (%)	2	2	2	2	2	2
<sup>4</sup> Bénéfice (m <sup>3</sup> )	5 673	692	692	692	692	692
<sup>5</sup> Durée de vie (année)	17	17	17	17	17	17

[...]

<sup>2</sup> Évaluation des programmes PE215 et PE217 Gaz Métro, page 18, processus administratif 2013.

<sup>3</sup> Évaluation des programmes PE215 et PE217 Gaz Métro, page 18, processus administratif 2013. » [nous soulignons]

(ii) «

Tableau 6  
Programmes PE215 et PE217

Paramètre	Suivi interne (2009-2011)	Résultats de l'évaluation
Heures de fonctionnement	1 200 h/an	-
Gain unitaire	0,00936 m <sup>3</sup> Btu/h <sup>*</sup>	0,0159 m <sup>3</sup> Btu/h
Taux d'opportunité	21 %	14 %
Taux d'entraînement	0 %	2,5 %

\*Basé sur une économie de 25 % : 25 % \* 1 200 h/an / 35 913 Btu/m<sup>3</sup> = 0,00936 m<sup>3</sup>Btu/h.

[...]

[32] Sous réserve des commentaires en lien avec la justification du nouveau gain unitaire proposé, la Régie est satisfaite des résultats de l'évaluation de l'impact énergétique des programmes PE215 et PE217. »

(iii) « Chauffe-eau condensation  
PE212

[...]

S/N	Réel	CT	2015-2016	CT	CT	CT
	2014-2015	2015-2016	4/8	2016-2017	2017-2018	2018-2019
<b>Paramètres du programme</b>						
Gain unitaire (m <sup>3</sup> Btu/h)	0,0068	0,0068	0,0068	0,0068	0,0068	0,0068
Puissance de l'appareil (Btu/h)	343 358	368 015	372 968	375 279	375 279	375 279
Économies unitaires m <sup>3</sup> (huj)	2 344	2 650	2 546	2 562	2 562	2 562
Coût incremental (\$)	6 687	6 687	6 687	6 687	6 687	6 687
Coûts évités (\$/m <sup>3</sup> )	0,248	0,234	0,234	0,229	0,229	0,229
Opportunité (%)	10	10	10	10	10	10
Entraînement (%)	3	3	3	3	3	3
Bénéfice (m <sup>3</sup> )	0	64 290	64 290	64 290	64 290	64 290
Durée de vie (année)	15	15	15	15	15	15

[...]

<sup>2</sup> Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEE et du FEÉ de Gaz Métro, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, page II.

<sup>2</sup> Examen administratif 2013 des rapports d'évaluation de programmes du PGEE et du FEÉ de Gaz Métro, Évaluation du programme PE212 - Chauffe-eau à condensation, page II. »



(iv) «

Tableau 3  
Programme PE212

Paramètre	Suivi Interne (2008-2009)	Suivi Interne (2009-2011)	Résultats de l'évaluation
Efficacité de la base de référence	-	78 %	80 %
Efficacité des chauffe-eau installés	-	92 %	95 %
Heures de fonctionnement	3 570 h/an	1 200 h/an	1 309 h/an
Gain unitaire	0,00502 m <sup>3</sup> Btu/h*	0,00535 m <sup>3</sup> Btu/h**	0,00683 m <sup>3</sup> Btu/h
Taux d'opportunisme	0 %	40 % <sup>[21]</sup>	8 %
Taux d'entraînement	0 %	0 % <sup>[22]</sup>	4 %

\* Basé sur une économie de 15,02 % : 15,02 % \* 3 570 h/an / 35 913 Btu/m<sup>3</sup> = 0,00502 m<sup>3</sup>Btu/h.  
\*\* Basé sur une économie de 16 % : 16 % \* 1 200 h/an / 35 913 Btu/m<sup>3</sup> = 0,00535 m<sup>3</sup>Btu/h.

[...]

[21] La Régie est satisfaite des résultats de l'évaluation de l'impact énergétique des programmes PE200 et PE212. » [nous soulignons]

#### Demandes :

**25.1** Pour le programme PE215, veuillez valider si les paramètres « Opportunisme (%) » et « Entraînement (%) » présentés à la référence (i) sont adéquats lorsque comparés avec les résultats présentés en référence (ii). Le cas échéant, veuillez corriger et redéposer la fiche du programme.

#### Réponse :

Gaz Métro confirme que les paramètres « Opportunisme (%) » et « Entraînement (%) » présentés à la référence (i) sont adéquats.

Les explications se trouvent dans le dernier rapport d'évaluation du programme PE215. Voici quelques extraits pertinents :

*« Deux effets de distorsion ont également été mesurés pour le programme PE215 : l'opportunisme et l'entraînement. Les effets de distorsion avaient déjà été évalués en 2010 auprès de clients ayant participé au programme entre octobre 2008 et mars 2010. La présente évaluation a donc évalué les effets de distorsion auprès de clients ayant participé au programme entre avril 2010 et septembre 2011. La nouvelle méthodologie d'évaluation des effets de distorsion révisée et améliorée de Gaz Métro a été utilisée pour ces deux analyses. Le tableau ci-dessous présente les taux d'opportunisme et d'entraînement mesurés, ainsi que la moyenne pondérée en fonction des économies d'énergie associées à chacun des groupes de participants.*

Tableau 1 : Taux d'opportunisme et d'entraînement

Groupe de participants	Taux d'opportunisme	Taux d'entraînement
Participants d'octobre 2008 à mars 2010	12 %	3 %
Participants d'avril 2010 à septembre 2011	16 %	2 %
Moyenne pondérée pour les 2 groupes	14 %	2,5 %

(...) Il est recommandé d'ajuster les paramètres du suivi interne des deux programmes selon les nouveaux paramètres obtenus dans le cadre de la présente évaluation. En ce qui a trait aux effets de distorsion qui seront utilisés pour les prochains suivis internes, l'évaluateur recommande d'utiliser la plus récente mesure, c'est-à-dire un taux d'opportunisme de 16 % et un taux d'entraînement de 2 %. »<sup>10</sup>

Gaz Métro a donc suivi la recommandation de l'évaluateur en intégrant à ses paramètres les plus récentes mesures des effets d'opportunisme et d'entraînement, soit 16 % et 2 %.

**25.2** Pour le programme PE212, veuillez valider si les paramètres « Opportunisme (%) » et « Entraînement (%) » présentés à la référence (iii) sont adéquats lorsque comparés avec les résultats présentés en référence (iv). Le cas échéant, veuillez corriger et redéposer la fiche du programme.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que les paramètres « Opportunisme (%) » et « Entraînement (%) » présentés à la référence (i) sont adéquats.

Les explications se trouvent dans le dernier rapport d'évaluation du programme PE212. Voici quelques extraits pertinents :

*« Deux effets de distorsion ont été mesurés au cours de cette évaluation : l'opportunisme et l'entraînement. Les effets de distorsion avaient déjà été évalués en 2010 auprès de clients ayant participé au programme entre octobre 2008 et mars 2010. La présente évaluation a donc évalué les effets de distorsion auprès de clients ayant participé au programme entre avril 2010 et septembre 2011. La nouvelle méthodologie d'évaluation des effets de distorsion révisée et améliorée de Gaz Métro a été utilisée pour ces deux analyses. Le tableau ci-dessous présente les taux d'opportunisme et d'entraînement mesurés, ainsi que*

<sup>10</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_GM/GazMetro\\_ExamenAdministratif2013-Evaluation-PE215-PE217\\_12dec12.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GazMetro_ExamenAdministratif2013-Evaluation-PE215-PE217_12dec12.pdf), p. ii et iii.

la moyenne pondérée en fonction des économies d'énergie associées à chacun des groupes de participants.

Tableau 1 : Taux d'opportunisme et d'entraînement

Groupe de participants	Taux d'opportunisme	Taux d'entraînement
Participants d'octobre 2008 à mars 2010	6 %	6 %
Participants d'avril 2010 à septembre 2011	10 %	3 %
Moyenne pondérée pour les 2 groupes	8 %	4 %

(...)Il est recommandé d'ajuster les paramètres du suivi interne du programme selon les nouveaux paramètres obtenus dans le cadre de la présente évaluation. En ce qui a trait aux effets de distorsion qui seront utilisés pour les prochains suivis internes, l'évaluateur recommande d'utiliser la plus récente mesure, c'est-à-dire un taux d'opportunisme de 10 % et un taux d'entraînement de 3 %. »<sup>11</sup>

Gaz Métro a donc suivi la recommandation de l'évaluateur en intégrant à ses paramètres les plus récentes mesures des effets d'opportunisme et d'entraînement, soit 10 % et 3 %.

## STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT DES GRILLES TARIFAIRES 2016/2017

- 26. Références :**
- (i) Pièce [B-0056, page 1](#), colonne 4, ligne 19;
  - (ii) Pièce [B-0085, page 1](#), colonne 19, ligne 47;
  - (iii) Pièce [B-0081, page 1](#), colonne 3, ligne 5.

### Préambule :

- (i) À cette référence on retrouve le revenu requis pour le service de Transport de Gaz Métro.
- (ii) À cette référence on retrouve le revenu proposé pour le service de Transport de Gaz Métro.
- (iii) À cette référence, on retrouve le « Coûts T pour établir prix T »

### Demandes :

**26.1** Veuillez expliquer la relation entre ces montants et expliquer les écarts.

<sup>11</sup> [http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi\\_PGEE\\_GM/GazMetro\\_ExamenAdministratif2013-Evaluation-PE212\\_12dec12.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_PGEE_GM/GazMetro_ExamenAdministratif2013-Evaluation-PE212_12dec12.pdf), p. ii et iii.

**Réponse :**

Le revenu requis (278 905 k\$; référence (i)) au service de transport représente la totalité des revenus liés au transport à générer, après que le client GM GNL ait assumé sa part des coûts. Ce revenu inclut également les montants d'impôt sur le revenu et de rendement de la base de tarification.

Les revenus totaux au service de transport (275 189 k\$; référence (ii)) représentent la totalité des revenus au service de transport, excluant les montants d'impôt sur le revenu et de rendement de la base de tarification qui représentent les coûts reliés au maintien des inventaires et se retrouvent au service d'ajustement relié aux inventaires de transport. Ces revenus incluent les revenus prévus d'OMA, l'ajustement d'inventaire transport relié à la variation de prix et les revenus prévus en GAC.

Les revenus à générer au service de transport (263 430 k\$; référence (iii)) représente les coûts à récupérer via les taux unitaires du tarif de transport.

**26.2** Veuillez concilier ces montants sous forme de tableau.

**Réponse :**

	(000 \$)	Référence
(1) <b>Coûts à récupérer via les taux unitaires du tarif de transport</b>	<b>263 430</b>	B-0081, page 1, colonne 3, ligne 5
(2) OMA	577	B-0081, page 1, colonne 3, ligne 2
(3) GAC	644	B-0081, page 1, colonne 3, ligne 4
(4) Inventaire relié à la variation du prix	10 536	B-0081, page 1, colonne 3, ligne 3
<sup>(5) = (1) + (2) + (3) + (4)</sup> <b>Revenus totaux service de transport</b>	<b>275 189</b>	B-0085, page 1, colonne 19, ligne 47
(6) Impôts sur le revenu	821	B-0056, page 1, colonne 4, ligne 10
(7) Rendement sur la base de tarification	2 898	B-0056, page 1, colonne 4, ligne 11
<sup>(8) = (5) + (6) + (7)</sup> <b>Revenu requis au service de transport</b>	<b>278 905</b>	B-0056, page 1, colonne 4, ligne 19

**27. Références :** Pièce [B-0079, page 5](#), lignes 19 à 21.

**Préambule :**

«  $\Delta$ prix = (Prime fixe + Compression oct) TCPL Empress-EDA  
– (Prime fixe + Compression oct) Union Dawn-Parkway  
– (Prime fixe + Compression oct) TCPL Parkway-EDA »

**Demande :**

**27.1** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro propose de baser ce calcul exclusivement sur la combinaison de services Union Dawn – Prkway + TCPL Parkway – EDA au lieu du service TCPL Dawn – EDA ou d’une combinaison de ces 2 tronçons.

**Réponse :**

Gaz Métro calcule la valeur des coûts supplémentaires d’octobre en se basant sur cette combinaison de services parce qu’il s’agit des outils pour lesquels des capacités supplémentaires seront contractées en remplacement des capacités de transport *Long haul* entre Empress et EDA qui seront décontractées à compter du 31 octobre 2016.

Le tableau suivant illustre que le débit quotidien du service FTSH Dawn-GMIT EDA est inchangé entre le 1<sup>er</sup> octobre 2016 et le 30 septembre 2017 et que les débits quotidiens contractés pour la combinaison Union Dawn-Parkway et TCPL Parkway-GMIT EDA augmentent entre le 1<sup>er</sup> octobre 2016 et le 1<sup>er</sup> novembre 2016.

Segment et transporteur (service)	2016-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour)	Variation
Empress-GMIT EDA de TCPL (FTLH)	10 070	2 581	Baisse
Dawn-GMIT EDA de TCPL (FTSH)	2 903	2 903	Aucune
Dawn-Parkway de Union (M12)	14 325	18 151	Hausse
Parkway-GMIT EDA de TCPL (FTSH)	1 715	11 814	Hausse

Source : Gaz Métro-2, Document 1, Annexe 3, page 1et 2 (B-0010)

Comme l’explique Gaz Métro à la page 5 de la pièce B-0079, Gaz Métro-11, Document 5, il est essentiel de construire le tarif de transport sur un horizon annuel. L’utilisation des services Union Dawn-Parkway et TCPL Parkway-GMIT EDA pour calculer le différentiel de prix découle de l’hypothèse que si le déplacement de la structure d’approvisionnement vers Dawn avait eu lieu au 1<sup>er</sup> octobre, c’est cette combinaison d’outils qui aurait été choisie pour répondre aux besoins d’approvisionnement. Cette hypothèse permet d’établir un tarif annuel.

Cette combinaison de services sert également de prix de référence pour le service de transport de Gaz Métro, tel que présenté à la pièce B-0081, Gaz Métro-11, Document 7, lignes 7 et 8. Il est donc simple d'établir un différentiel de coût à partir de ce prix de référence.

**28. Référence :** Pièce [B-0081, page 7](#).

**Préambule :**

- (i) À la ligne 16 de la colonne 4 de la référence, Gaz Métro présente le « Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 ».
- (ii) À la ligne 15 de la colonne 4 de la référence, Gaz Métro présente le « Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2016 ».
- (iii) À la ligne 17 de la colonne 4 de la référence, Gaz Métro présente le « Prix T du client » au 1<sup>er</sup> octobre 2016.
- (iv) Les lignes 13 et 15 de la colonne 2 de la référence, présentent des volumes différents pour le mois d'octobre.

**Demandes :**

**28.1** Veuillez fournir le détail du calcul du taux indiqué au préambule (i), incluant le détail des coûts et des volumes utilisés pour produire ce taux.

**Réponse :**

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 est calculé à partir des coûts suivants :

- a. Coûts T pour établir le prix T : 263 430 k\$ (Pièce B-0081, colonne 3, ligne 5)
- b. Coûts supplémentaires octobre : 13 277 k\$ (Pièce B-0081, colonne 3, ligne 13)
- c. Coûts CHAMPION : 3 933 k\$ (Pièce B-0081, colonne 3, ligne 12)

Et des volumes suivants :

- d. Volumes retirés par les clients au service de transport : 5 537 709 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0081, colonne 2, ligne 5)
- e. Volumes retirés par les clients avec et sans transport (excluant les clients en GAC) : 5 659 681 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0081, colonne 2, ligne 12)

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 est d'abord basé sur les coûts T pour établir le prix T (a), moins les coûts supplémentaires octobre (b) et les coûts CHAMPION (c). Ce coût est divisé par les volumes retirés par les clients au service de transport (d).

$$\frac{263\,430\text{ k\$} - 13\,277\text{ k\$} - 3\,933\text{ k\$}}{5\,537\,709\,10^3\text{m}^3} = 4,446\text{¢/m}^3$$

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 inclus également la quote-part des coûts CHAMPION (c) qui sont assumés par tous les clients avec et sans transport. On obtient la quote-part des coûts de CHAMPION en divisant les coûts CHAMPION (c) par les volumes retirés par les clients avec et sans transport (e).

$$\frac{3\,933\text{ k\$}}{5\,659\,681\,10^3\text{m}^3} = 0,069\text{¢/m}^3$$

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 de 4,516 ¢/m<sup>3</sup> est obtenu en additionnant les deux taux calculés.

$$4,446\text{ ¢/m}^3 + 0,069\text{ ¢/m}^3 = 4,516\text{ ¢/m}^3$$

**28.2** Veuillez fournir le détail du calcul du taux indiqué au préambule (ii), incluant le détail des coûts et des volumes utilisés pour produire ce taux.

**Réponse :**

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2016 est calculé à partir du Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 (Pièce B-0081, colonne 3, ligne 16) et des éléments suivants :

- a. Coûts supplémentaires octobre : 13 277 k\$ (Pièce B-0081, colonne 3, ligne 13)
- b. Volume octobre 2016 : 412 248 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0081, colonne 2, ligne 13)

Le Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2016 est égal à la somme du Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016 et du supplément applicable sur les volumes retirés pendant le mois d'octobre 2016, calculé à partir des coûts supplémentaires (a) et du volume retiré au mois d'octobre (b).

$$4,516\text{ ¢/m}^3 + \frac{13\,277\text{ k\$}}{412\,248\,10^3\text{m}^3} = 4,516\text{ ¢/m}^3 + 3,221\text{¢/m}^3 = 7,737\text{ ¢/m}^3$$

**28.3** Veuillez indiquer si le taux indiqué au préambule (iii) est le même que celui que l'on retrouve à la colonne 4 de la ligne 12 de la référence. Dans la négative, veuillez fournir le détail du calcul du taux indiqué au préambule (ii), incluant le détail des coûts et des volumes utilisés pour produire ce taux. Dans l'affirmative, veuillez justifier le volume utilisé pour le calcul du taux présenté à la ligne 12 de la colonne 4.

**Réponse :**

Le taux indiqué au préambule (iii) est le même que celui que l'on retrouve à la colonne 4 de la ligne 12 de la Pièce B-0081. Le volume utilisé pour calculer ce taux est composé des éléments suivants :

- Volumes retirés au service de transport du distributeur de la zone Nord : 153 559 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0062, ligne 16, colonne 2)
- Volumes retirés au service de transport du distributeur de la zone Sud : 5 384 150 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0062, ligne 17, colonne 2)
- Volumes retirés au service de transport fourni par le client : 89 872 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0062, ligne 20, colonne 2)
- Volumes retirés sans service de transport (biogaz) : 32 100 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (Pièce B-0062, ligne 21, colonne 2)

Ces volumes représentent l'ensemble des volumes distribués, excluant les volumes associés au GAC et au service de réception (lignes 45 et 46, page 1, colonne 1, de la Pièce B-0085 Gaz Métro-11, Document 11).

Tous les clients de la zone Nord devaient historiquement assumer les coûts de la conduite CHAMPION parce que le point de livraison convenu de la zone Nord se situe en amont de la conduite de CHAMPION. Le taux était déterminé en fonction du coût de la conduite et des volumes retirés dans la zone Nord, que ces volumes soient transportés ou non par le distributeur.

La fusion des zones implique que les clients paieront à l'avenir le même prix, peu importe la zone où ils se trouvent. Les coûts de CHAMPION, actuellement payés par l'ensemble des clients de la zone Nord, qu'ils utilisent ou non le service de transport du distributeur, devront donc à l'avenir être payés par l'ensemble des clients des deux zones, qu'ils utilisent ou non le service de transport du distributeur. Le taux proposé est donc déterminé en fonction du coût de la conduite CHAMPION et des volumes retirés dans les deux zones (les volumes listés en début de réponse à la question).

**28.4** Veuillez indiquer la raison d'être et justifier l'application du taux indiqué au préambule (iii).

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse de la question 28.3.

**28.5** Veuillez confirmer que la proposition de Gaz Métro fonctionnalise les coûts de Champion au service de transport de Gaz Métro. Dans la négative veuillez élaborer.



**Réponse :**

Gaz Métro confirme que les coûts de Champion sont fonctionnalisés au service de transport de Gaz Métro.

- 28.6** Veuillez expliquer la différence entre les volumes mentionnés au préambule (iv) et justifier leur utilisation respective.

**Réponse :**

Les volumes mentionnés au préambule (iv) devraient tous deux être égaux à 412 248 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. La pièce B-0081 révisée sera déposée afin de corriger cette coquille.

- 28.7** Veuillez confirmer dans quel(s) taux les coûts liés à la diversification des outils de transport sont intégrés.

**Réponse :**

Les coûts liés à la diversification des outils de transport sont intégrés dans les taux suivants :

- Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2016
- Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

- 29. Références :**
- (i) Pièce [B-0063, page 3](#), ligne 2;
  - (ii) Pièce [B-0063, page 3](#), lignes 2 à 5;
  - (iii) Pièce [B-0063, page 3](#), ligne 8;
  - (iv) Pièce [B-0063, page 3](#), ligne 9.

**Préambule :**

- (i) À cette référence on retrouve le volume de gaz perdu.
- (ii) À cette référence on retrouve les coûts de transport, de fourniture et de SPEDE du gaz perdu.
- (iii) À cette référence, on retrouve des coûts étiquetés « Postes de livraison, service de transport gazier et biogaz »
- (iv) À cette référence, on retrouve des coûts reliés à l'amortissement des frais reportés pour écart de revenu.

**Demandes :**

**29.1** Veuillez fournir la référence ou le calcul qui produit le volume de gaz perdu que l'on retrouve à la référence (i).

**Réponse :**

Le volume de gaz perdu est déterminé en appliquant le taux de gaz perdu projeté au volume disponible.

Le volume disponible est de  $5\,724\,10^6\text{m}^3$ <sup>(1)</sup>. Il se compose de l'ensemble des volumes de transport acheminés en franchise, qu'ils aient été transportés par Gaz Métro ou les clients, avant réduction pour le gaz perdu

Le calcul est le suivant :

Volume disponible:  $5\,724\,10^6\text{m}^3$ <sup>(1)</sup>  
Taux de gaz perdu : 0,73%

$5\,724\,10^6\text{m}^3 \times 0,73\% = 42\,10^6\text{m}^3$  de volume de gaz perdu

<sup>(1)</sup> B-0063, p. 1, col. 2, l. 10. + l. 20. + l.23. + l.26. + l. 30. + l. 37. + l.39. + l.45.

**29.2** Veuillez ajouter à la pièce B-0063 les taux utilisés pour les calculs des montants indiqués à la référence (ii). Pour chacun des taux, veuillez indiquer la référence.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente la pièce B-0063 à laquelle ont été ajoutés les taux utilisés pour le calcul de chacun des éléments de la référence (ii).

**Tableau 1**

<b>Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2017</b>		
<u>No de ligne</u>	<u>Description</u>	<u>Coûts (000 \$)</u>
1	<b><u>FRAIS DE DISTRIBUTION</u></b>	
2	<b><u>Coût du gaz perdu ( 41 833 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)<sup>(4)</sup></u></b>	
3	- Coût du transport perdu	1 971 \$ <sup>(1)</sup>
4	- Coût de la fourniture perdue	5 697 \$ <sup>(2)</sup>
5	- Coût du SPEDE perdu	1 385 \$ <sup>(3)</sup>
6		9 053 \$
14	<sup>(1)</sup> Les taux de transport utilisés correspondent aux taux estimés de 7,728 ¢/m <sup>3</sup> pour le mois d'octobre 2016 et 4,467 ¢/m <sup>3</sup> pour les mois de novembre 2016 à septembre 2017.	
15	<sup>(2)</sup> Les taux de fourniture utilisés correspondent aux taux estimés de 10,079 ¢/m <sup>3</sup> pour le mois d'octobre 2016 et 13,906 ¢/m <sup>3</sup> pour les mois de novembre 2016 à septembre 2017.	
16	<sup>(3)</sup> Le taux présenté pour le SPEDE représente le tarif mensuel moyen à 3,277 ¢/m <sup>3</sup> .	
17	<sup>(4)</sup> Établi selon un taux de gaz perdu de 0,73 %.	

**29.3** Veuillez expliquer plus précisément la nature des éléments ainsi que la source des coûts reliés au montant de la référence (iii).

**Réponse :**

Le coût présenté à la référence (iii) sous la rubrique « Postes de livraison, service de transport gazier et biogaz » est composé des éléments suivants :

<b>Libellé du coût</b>	<b>Nature des coûts</b>	<b>Source des coûts</b>
Postes de livraison	Distribution (Auto-consommation)	Consommation des postes de livraisons de la franchise.
Service de transport gazier	Distribution	Transfert des coûts de transports fournis par les clients qui se sont retirés du service de transport de Gaz Métro.
Biogaz	Distribution	Approvisionnement fourni par un site d'enfouissement via un réseau dédié relié directement au client.

**29.4** Veuillez produire la référence ou le calcul relié au montant de la référence (iv).

**Réponse :**

Le compte de frais reporté - écart de revenu présenté à la référence (iv) est composé des écarts dégagés, pour les trois premiers mois de l'année, par l'application tardive des tarifs de distribution pour les années 2015 et 2016. Le solde à amortir, comprenant le capital et les intérêts, s'explique comme suit :

	('000 \$)
Écart de grille 2015 (3 mois)	8 699 \$
Écart de grille 2016 (3 mois)	6 543 \$
Intérêts écart de grille 2015 & 2016	<u>1 398 \$</u>
Total à amortir DT-2017	<b>16 639 \$</b>

**FUSION DES ZONES NORD ET SUD**

- 30. Références :**
- (i) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0421](#), p. 28;
  - (ii) Pièce [B-0077](#), p. 8, Tableau 1;
  - (iii) Pièce [B-0077](#), p. 4.

**Préambule :**

(i) « Depuis le dégroupement des tarifs en 2001, les coûts de transport du gaz naturel du point d'acquisition jusqu'au territoire du distributeur sont récupérés par l'intermédiaire d'un tarif spécifique à ce service à l'aide de prix régionaux s'appliquant aux clients des zones Nord et Sud. » [note omise]

(iii) Tableau – Historique des coûts de transport par zone

(iii) « Bien qu'importante, l'étude de la fonctionnalisation des coûts de Champion et des conduites de transport détenues par Gaz Métro ne nécessite pas une analyse conjointe avec la fusion des zones du service de transport. Alors que la fusion des zones implique l'égalité des taux, la fonctionnalisation détermine en amont les coûts à récupérer par les tarifs, qu'ils soient égaux ou non. Ces deux sujets peuvent donc être traités séparément. »

**Demandes :**

**30.1** Veuillez présenter l'historique des prix de transport des zones Nord et Sud respectivement depuis le dégroupement des tarifs en 2001 dans le même format et en complément au tableau de la référence (ii).

**Réponse :**

Année tarifaire	Prix pour l'ensemble du territoire (¢/m <sup>3</sup> )	Prix Nord (¢/m <sup>3</sup> )	Prix Sud (¢/m <sup>3</sup> )	Variation zone Nord (%)	Variation zone Sud (%)
	(1)	(2)	(3)	(4)= ((1)-(2))/(2)	(5)= ((1)-(3))/(3)
2015/2016	7,716	8,025	7,707	-3,8	0,1
2014/2015	7,083	8,221	7,057	-13,8	0,4
2013/2014	5,105	6,087	4,851	-16,1	5,2
2012/2013	6,412	7,995	6,377	-19,8	0,5
2011/2012	6,950	8,031	6,927	-13,5	0,3
2010/2011	5,982	5,386	5,994	11,1	-0,2
2009/2010	4,499	4,479	4,499	0,4	0,0
2008/2009	5,303	5,127	5,307	3,4	0,0
2007/2008	3,888	3,937	3,887	-1,2	0,0
2006/2007	3,537	3,540	3,537	-0,1	0,0
2005/2006	3,719	3,487	3,725	6,7	-0,2
2004/2005	4,513	3,898	4,527	15,8	-0,3
2003/2004	4,500	3,950	4,509	13,9	-0,2
2002/2003	4,280	3,957	4,283	8,2	-0,1
2001/2002	4,200	3,859	4,204	8,8	-0,1
2000/2001	4,175	3,766	4,179	10,9	-0,1

**30.2** Veuillez élaborer sur les implications de la fonctionnalisation des coûts de Champion qui sera établie suite à l'étude des conduites de transport détenues par Gaz Métro, dans le cas hypothétique d'une fusion effective des zones Nord et Sud au service de transport. À cette fin, veuillez présenter une analyse selon les deux scénarios suivants :

- La fonctionnalisation des coûts de Champion au service de transport
- La fonctionnalisation des coûts de Champion au service de distribution

**Réponse :**

Toutes autres choses étant égales par ailleurs, si les coûts de Champion sont fonctionnalisés au service de transport, les tarifs de distribution et de transport resteront les mêmes que ceux présentés dans le cadre du présent dossier.

Par contre si les coûts de Champion sont fonctionnalisés au service de distribution alors il y aura une diminution du tarif de transport et une augmentation des tarifs de distribution.

Autrement, il importe de comprendre que l'analyse sur la fonctionnalisation des coûts de Champion portera également sur la fonctionnalisation des coûts des conduites de transmission comme celles du Saguenay et de l'Estrie puisque toutes ces conduites ont une fonction similaire à celle des conduites de Champion.

Il appert donc qu'une étude exhaustive doit être effectuée afin de déterminer les parallèles entre toutes les conduites et ainsi statuer sur leur fonctionnalisation. Toutefois, peu importe l'impact tarifaire final sur les services de transport et distribution, les arguments sous-tendant la fusion des zones demeurent valables et pertinents.

- 31. Références :**
- (i) Pièce [B-0077](#), p. 11;
  - (ii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0749](#), p. 2.

**Préambule :**

(i) « *Dans la mesure où Gaz Métro propose de fusionner les zones Nord et Sud dès le 1er octobre 2016, elle demande également à la Régie de définir dès maintenant les règles relatives à la disposition du compte de frais reportés comptabilisant la différence entre les revenus générés par l'application de taux identiques pour les clients des zones Nord et Sud et les revenus qui auraient été générés par les clients de la zone Nord si la demande d'harmonisation temporaire avait été refusée. À ce sujet, Gaz Métro propose que les montants détenus dans le CFR soient répartis à l'ensemble de la clientèle des deux zones, en fonction des volumes consommés.*

*Dans le cas où la Régie refusait la fusion des zones au 1er octobre 2016, Gaz Métro demande toutefois à la Régie de reconduire l'harmonisation des prix des zones Nord et Sud et le CFR jusqu'à une décision finale sur la fusion des zones Nord et Sud. »*

- (ii) Estimation du compte de frais reportés au 30 septembre 2016

**Demandes :**

- 31.1** Veuillez présenter une mise à jour du compte de frais reporté au 30 septembre 2016 présentées aux lignes 20 à 22 de la référence (ii).

**Réponse :**

Écart zone Nord vs zone Sud (¢/m <sup>3</sup> )	-0,379
Volumes zone Nord (jan à sept 2016) (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	112 436
Compte de frais reportés (000 \$)	-426
Intérêts sur compte de frais reportés (000 \$)	-11
Total compte de frais reportés (000 \$)	-437

**31.2** Veuillez présenter et fournir les calculs à l'appui permettant d'établir les montants attribuables aux clients de la zone Nord et ceux de la zone Sud pour la disposition du compte de frais reportés au 30 septembre 2016 selon les deux scénarios suivants :

- Les montants détenus dans le CFR soient répartis à l'ensemble de la clientèle des deux zones, en fonction des volumes consommés;
- Les montants détenus dans le CFR soient répartis à la zone Nord uniquement.

**Réponse :**

Les scénarios suivants présentent la répartition du CFR basée sur les volumes prévus de janvier à septembre 2016.

- Montants détenus dans le CFR répartis à l'ensemble de la clientèle des deux zones, en fonction des volumes consommés.

	CFR total (en 000\$)	Volumes prévus (sans gaz d'appoint) en 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 2016	% répartition	CFR par zone (en 000\$)
<b>Zone nord</b> <sup>(1)</sup>	(437)	112 436	3%	(13) \$
<b>Zone sud</b> <sup>(2)</sup>	(437)	3 782 029	97%	(425) \$
<b>Total</b>		<b>3 894 465</b>		<b>(437) \$</b>

- Montants détenus dans le CFR répartis à la zone Nord uniquement.

	CFR total (en 000\$)	Volumes prévus (sans gaz d'appoint) en 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> 2016	% répartition	CFR par zone (en 000\$)
<b>Zone nord</b> <sup>(1)</sup>	(437)	112 436	100%	(437) \$
<b>Zone sud</b> <sup>(2)</sup>	(437)	3 782 029	0%	- \$
<b>Total</b>		<b>3 894 465</b>		<b>(437) \$</b>

**31.3** Veuillez présenter les volumes de la zone Nord, le prix de transport au 1<sup>er</sup> octobre 2016 selon le scénario d'une harmonisation des prix des zones Nord et Sud ainsi qu'une estimation du compte de frais reporté au 30 septembre 2017 dans le même format présenté à la référence (ii).

**Réponse :**

Les volumes de la zone Nord, le prix de transport au 1<sup>er</sup> octobre 2016 dans le scénario d'une harmonisation des prix des zones Nord et Sud et l'estimation du compte de frais reportés au 30 septembre 2017 sont présentés à l'Annexe 7 au Tableau 2. L'estimation est obtenue à partir des grilles tarifaires en transport présentées en réponse à la question 31.4.

Dans le scénario d'harmonisation des prix, l'estimation du compte de frais reportés au 30 septembre 2017 est de 3,734 M\$, en hausse de 3,296 M\$ par rapport au 30 septembre 2016. La différence du taux des zones Nord et Sud qui génère la hausse importante au compte de frais reportés est en grande partie attribuable au coût de 3,933 M\$ de la conduite de Champion.

Dans la Pièce B-0077<sup>12</sup>, Gaz Métro explique comment la fusion des zones est un exercice indépendant de l'analyse de la fonctionnalisation des conduites de transport. La fusion permettrait de récupérer la totalité du revenu requis au service de transport, sans toutefois créer de transfert de coûts aux générations de client futures, ni empêcher l'analyse de la fonctionnalisation des conduites.

- 31.4** Veuillez déposer les grilles tarifaires ainsi que les pièces en soutien dans le cas où la Régie reporterait sa décision sur la fusion des zones au 1<sup>er</sup> octobre 2016 et accepterait de reconduire l'harmonisation des prix des zones Nord et Sud.

**Réponse :**

L'équivalent de la Pièce Gaz Métro-11, Document 7 qui établit les taux de transport de la zone Nord et de la zone Sud dans le cas où la Régie reporterait sa décision sur la fusion des zones au 1<sup>er</sup> octobre 2016 et accepterait de reconduire l'harmonisation des prix des zones Nord et Sud est présenté à l'Annexe 8 au Tableau 1.

---

<sup>12</sup> B-0077, page 4, ligne 4 à 6.



## VENTES DE GNL

- 32. Références :**
- (i) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0442](#), p. 66;
  - (ii) Pièce [B-0073](#), p. 4, Tableau 1;
  - (iii) Pièce [B-0073](#), p. 5;
  - (iv) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0745](#), p. 5;
  - (v) Pièce [B-0073](#), p. 5;
  - (vi) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0442](#), p. 111, Tableau 35;
  - (vii) Pièce [B-0010](#), p. 92, Tableau 30.

### Préambule :

(i) « Une croissance des volumes livrés au client GM GNL est également anticipée. Ces volumes ne seront plus consommés au service interruptible à partir de 2017 et passeront complètement au service continu, engendrant une hausse des volumes au tarif D4 et une baisse au tarif D5. »

(ii) Tableau – Vente GNL pour l’année 2016-2017

(iii) « La capacité d’entreposage maximale requise qui est réservée au client GM GNL pour répondre à ses besoins, hiver comme été, en fonction de sa projection des ventes de GNL pour 2017 est de 2 000 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>. »

(iv) « La capacité potentielle de liquéfaction est évaluée en fonction des quantités disponibles à la liquéfaction pour l’activité réglementée en 2016 (54 946 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) et pour le client GM GNL (33 572 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>), pour un total de liquéfaction de 88 518 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (annexe 1, tableau 1, lignes 4 à 6). Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes de cette activité. Il est à noter que la capacité potentielle de liquéfaction est supérieure à la capacité totale d’entreposage, ce qui s’explique par la possibilité de liquéfier également pendant l’hiver. » [nous soulignons]

(v) « La capacité potentielle de liquéfaction est évaluée en fonction des quantités disponibles à la liquéfaction pour l’activité réglementée en 2017 (54 600 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) et pour le client GM GNL (14 483 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>), pour un total de liquéfaction de 69 083 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup> (annexe 1, tableau 1, lignes 4 à 6). Cette capacité sera utilisée pour déterminer le coût unitaire moyen des frais fixes de cette activité. Il est à noter que la capacité potentielle de liquéfaction est supérieure à la capacité totale d’entreposage, ce qui s’explique par la possibilité de liquéfier également pendant l’hiver. » [nous soulignons]

(vi) Tableau des outils d’approvisionnement disponibles – Année 2015-2016

(vii) Tableau des outils d’approvisionnement disponibles – Année 2016-2017

**Demandes :**

- 32.1** Veuillez expliquer pour quelles raisons le client GM GNL est resté au service interruptible en 2017 contrairement à ce qui était prévu au dossier tarifaire 2016, en référence à (i). Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Gaz Métro tient à préciser que tel qu'il était prévu dans le dossier tarifaire 2016, le client GM GNL sera en service continu en 2017 pour la consommation relative à son nouveau liquéfacteur (n°2).

En ce qui concerne la consommation du client GM GNL au liquéfacteur existant (n°1) durant la période de démarrage prévue du liquéfacteur n°2 (ce qui inclut une période de rodage et de tests) celle-ci demeure associée au service interruptible.

- 32.2** Veuillez confirmer si le client GM GNL restera au service interruptible au cours de l'horizon 2020 du plan d'approvisionnement.

**Réponse :**

Considérant l'utilisation du liquéfacteur n°2, le client GM GNL sera au service continu.

Bien que le plan d'approvisionnement à l'horizon 2020 n'anticipe pas que GM GNL aura recours au liquéfacteur existant (no 1), l'utilisation de ce dernier par le client GM GNL pour des besoins éventuels, tel que commenté dans la Cause tarifaire 2014<sup>14</sup>, serait associé au service interruptible.

- 32.3** Veuillez fournir les calculs appuyant le niveau de ventes de GNL prévues pour 2017 et associées à la fonction de liquéfaction existante, tel que présenté à la référence (ii) ainsi que les calculs permettant d'établir la capacité d'entreposage maximale requise pour le client GM GNL, tel que présenté à la référence (iii).

**Réponse :**

Le niveau des ventes projetées associées à la fonction de liquéfaction existante (liquéfacteur n°1), présentées à la référence (ii), a été établi par le Client GM GNL. Ce dernier a également fixé la capacité d'entreposage à l'usine LSR qu'il désirait réserver pour l'année 2016-2017.

---

<sup>14</sup> Cause tarifaire 2014, R-3837-2013, B-0351, page 4

**32.4** Veuillez justifier et expliquer la différence constatée entre la capacité totale de liquéfaction pour l'année 2016 présentée à référence (iv) et la capacité totale de liquéfaction pour l'année 2017 présentée à référence (v). Veuillez confirmer quelle est la capacité potentielle totale de liquéfaction du liquéfacteur 1.

**Réponse :**

Comme indiqué aux références (iv) et (v), la capacité totale de liquéfaction représente la somme des quantités disponibles pour chacune des entités :

- **Activité réglementée :** cette valeur correspond à la capacité d'entreposage disponible pour la DAQ;
- **Client GM GNL :** cette valeur correspond aux volumes de ventes de GNL qui sera liquéfiée par le client GM GNL. Pour l'année 2017, seuls les volumes assujettis au train de liquéfaction existant (liquéfacteur n°1) sont considérés.

Ainsi, les capacités potentielles de liquéfaction utilisées respectivement dans l'évaluation des coûts d'utilisation de l'usine LSR pour l'année 2016 et 2017 correspondent à celles projetées pour le liquéfacteur n°1, comme indiqué à l'annexe 1 de la pièce B-0073, Gaz Métro-8, Document 18.

**32.5** Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles Gaz Métro a intégré au tableau de la référence (vii) l'interruption de liquéfaction GM GNL comme outil d'approvisionnement en pointe, contrairement au tableau de la référence (vi), considérant que le client GM GNL était également au service interruptible en 2016. Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Comme indiqué à la réponse à la question 32.1, ci-dessus, GM GNL passera au service continu dès l'hiver 2016-2017. Ainsi, à partir de ce moment-là, la possibilité d'interruption de la liquéfaction du liquéfacteur n°2 en journée de pointe sera rendue disponible par le client GM GNL. Ainsi, le niveau visé de liquéfaction du liquéfacteur n°2, pour l'année 2016-2017, a été considéré comme un outil d'approvisionnement en pointe.

## MÉTHODE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

- 33. Références :**
- (i) Décision [D-2015-181](#), Dossier R-3879-2014, par. 244 et 245;
  - (ii) Pièce [B-0010](#), Annexe 5, p. 11;
  - (iii) Dossier R-3879-2014, pièce [B-0444](#), p. 9;
  - (iv) Pièce [B-0010](#), Annexe 5, p. 7.

**Préambule :**

- (i) À la décision D-2015-181 :

« [244] *La Régie note que l'utilisation d'un facteur d'ajustement pondéré ne semble pas se traduire par une amélioration significative des résultats issus de la méthode d'évaluation de la demande de pointe. Elle partage toutefois l'opinion de la FCEI selon laquelle la croissance des volumes de clients ayant des profils de consommation différents pourrait affecter « différemment » le besoin de capacité à la pointe.*

[245] *Pour cette raison, la Régie demande à Gaz Métro de présenter, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, un suivi portant sur l'examen de la possibilité que le facteur d'ajustement puisse tenir compte de la croissance des volumes ainsi que du profil de consommation distinctement pour les grandes catégories VGE et PMD. Ce suivi doit tenir compte de l'impact sur la journée de pointe. »*

- (ii) Tableau – Calcul du facteur d'ajustement par catégorie
- (iii) Tableau - Volumes réels et coefficients d'utilisation des clients visés par la régression
- (iv) Tableau - Calcul détaillé de la demande continue en journée de pointe

**Demandes :**

- 33.1** Veuillez présenter pour les trois années de références précédentes, les volumes d'hiver projetés selon la régression et des volumes d'hiver visé de l'année témoin respectivement pour les catégories PMD et VGE. Veuillez présenter votre réponse selon le même format que la référence en (ii) et rajouter une ligne présentant la croissance annuelle des volumes d'hiver visé de l'année témoin par catégorie de client pour ces trois années de référence.

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les volumes d'hiver projetés selon les régressions des trois années de référence 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014 ainsi que les volumes d'hiver visé de l'année témoin 2016-2017.

Année de référence de la régression (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	2011-2012		2012-2013		2013-2014	
	PMD	VGE	PMD	VGE	PMD	VGE
<b>Calcul du facteur d'ajustement par catégorie</b>						
1 Volume d'hiver projeté selon régression (A)	1 795 119	308 211	1 816 559	376 778	1 868 575	413 598
2 Volume d'hiver visé de l'année témoin 2016-2017 (B)	1 872 679	520 280	1 872 679	520 280	1 872 679	520 280
3 Ajustement pour la demande 2017 (C=B/A)	1,0432	1,6881	1,0309	1,3809	1,0022	1,2579
4 Pondération volumes d'hiver visés de l'année témoin	78,26%	21,74%	78,26%	21,74%	78,26%	21,74%
5 <b>Facteur d'ajutement pondéré</b>	1,1834		1,1070		1,0578	

La croissance annuelle des volumes d'hiver visés de l'année témoin correspondant aux années de référence 2011-2012, 2012-2013 et 2013-2014 est présentée ci-dessous.

Année de référence de la régression	2011-2012		2012-2013		2013-2014	
	CT-2014		CT-2015		CT-2016	
Année témoin des causes tarifaires	PMD	VGE	PMD	VGE	PMD	VGE
1 Volume d'hiver visé de l'année témoin (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	1 803 035	375 723	1 883 175	439 356	1 906 088	517 455
2 Croissance annuelle des volumes d'hiver visés			4,4%	16,9%	1,2%	17,8%

**33.2** Veuillez présenter les volumes réels et coefficients d'utilisation selon l'année de référence utilisée pour le dossier tarifaire 2017, soit l'année 2014-2015, dans le même format que la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant présente les volumes réels et les coefficients d'utilisation (CU) des clients visés par la régression de l'année de référence 2014-2015.

(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	2014-2015 Froide
1 Année	3 894 297
2 Moyen annuel (A)	10 669
3 Hiver	2 566 556
4 Moyen hiver (H)	16 997
5 Pointe (P)	25 638
6 $CU = A / P$	41,6%
7 $CU_{\text{hiver}} = H / P$	66,3%

**33.3** Veuillez confirmer que la demande journalière du client GM GNL est intégrée à la demande continue en journée de pointe pour l'année 2017, tel que reflété à la ligne 78 de la référence (iv). Le cas échéant, veuillez expliquer les motifs pour lesquels la demande d'un client interruptible est incluse dans la demande continue en journée de pointe.

Veuillez justifier le traitement différent à l'égard du client GM GNL par rapport aux autres clients du service interruptible.

**Réponse :**

La demande journalière du client GM GNL est intégrée à la demande continue en journée de pointe car celui-ci est au service continu à l'hiver 2016-2017.

**STRATÉGIE TARIFAIRE ET ÉTABLISSEMENT  
DES GRILLES TARIFAIRES 2016/2017**

- 34. Références :**
- (i) Pièce [B-0078, page 4](#), colonne 4, lignes 4 à 10;
  - (ii) Pièce [B-0078, annexe 1](#).

**Préambule :**

(i) « En effet, puisque Gaz Métro avait acheté du gaz naturel en prévision d'une consommation accrue en hiver, un client qui migrait vers son propre service de fourniture sans transfert de propriété se devait d'acheter de Gaz Métro une portion de l'inventaire qui avait été entreposé en prévision de sa propre consommation, soit son solde d'inventaire. Le solde d'inventaire chargé au client était calculé, et l'est toujours, selon son profil de consommation, soit la différence entre sa consommation hivernale et sa livraison annuelle uniforme. ». [nous soulignons]

(ii) À cette référence Gaz Métro présente une analyse du risque pour la fourniture.

**Demandes :**

**34.1** Veuillez indiquer ce que signifie une « livraison annuelle uniforme ». Veuillez élaborer votre réponse en indiquant également les raisons pour ce mode de livraison.

**Réponse :**

Une « livraison annuelle uniforme » correspond au volume journalier contractuel, tel que défini à l'article 11.2.3.1 des *Conditions de service et Tarif*, cumulé sur un an.

Comme Gaz Métro a un prix de fourniture annualisé de gaz de réseau, la livraison exigée de la clientèle doit être uniforme. Ceci fait en sorte que le coût excédentaire lié au profil d'achat réel par rapport à des achats uniformes peut être transféré vers les coûts d'équilibrage et être facturés à tous en fonction de leur profil.

Pour plus d'information concernant la relation entre le prix d'achat annualisé et la demande de livraison uniforme, veuillez vous référer à la section 2.2.3 de la pièce B-0133, Gaz Métro-5, Document 1, du dossier R-3867-2013.

**34.2** Veuillez confirmer que les clients en achat direct qui utilisent le service de transport de Gaz Métro ont l'obligation de procéder à une livraison annuelle uniforme de leur gaz naturel.

**Réponse :**

Gaz Métro le confirme.

**34.3** Veuillez confirmer que l'obligation d'une livraison annuelle uniforme entraînera inévitablement la création d'un inventaire durant le cours d'une année. Dans la négative, veuillez élaborer.

**Réponse :**

La tarification des services est basée sur le principe de livraison annuelle uniforme. Toutefois, la consommation de l'ensemble des clients de Gaz Métro n'est pas uniforme. Pour compenser l'écart entre les achats ou les livraisons et les consommations nécessaires à l'ensemble de la clientèle, Gaz Métro peut effectuer des achats ponctuels ou encore utiliser des sites d'entreposage. Dans le cas où Gaz Métro choisit d'utiliser des sites d'entreposage, alors un inventaire sera créé.

Dans tous les cas, lorsque le distributeur opte pour détenir de l'inventaire, celui-ci est utile pour la gestion de l'ensemble des opérations et non pas spécifiquement pour répondre au besoin d'un type de clientèle.

En ce qui a trait au solde d'inventaire, celui-ci n'a pas d'impact sur le niveau d'inventaire de Gaz Métro. C'est-à-dire que le niveau global de l'inventaire visé sera le même peu importe qu'il y ait solde d'inventaire ou non. La facturation d'un solde d'inventaire est simplement un transfert d'inventaire de Gaz Métro vers le client. Il ne s'agit pas de l'achat d'un nouvel inventaire.

- 34.4** La simulation fournie par Gaz Métro à l'annexe 1 semble basée uniquement sur un prix de fourniture de 0,15 \$/m<sup>3</sup>. Les modifications proposées par Gaz Métro visent également à éliminer la composante « Transport » du calcul du solde d'inventaire. Veuillez indiquer si les montants indiqués dans la simulation fournie en annexe 1 contiennent également une composante Transport. Dans la négative, veuillez ajouter l'impact de la composante « transport » dans cette simulation ainsi que dans toutes vos réponses aux questions qui suivent.

**Réponse :**

La simulation fournie dans l'annexe 1 ne contenait pas de composante transport. Ceci étant dit, tout impact tarifaire augmentera de façon proportionnelle le risque auquel le distributeur est exposé en cas de défaut de paiement, que le client soit en gaz de réseau ou en achat direct.

**Analyse du risque de perte pour la fourniture pour un client au profil chauffage**

Prix de fourniture considéré : 0,15 \$/m<sup>3</sup>

Prix de transport considéré : 0,05 \$/m<sup>3</sup>



	Consommation (m <sup>3</sup> )	Montant à risque client Gaz Réseau <sup>1</sup> (\$)	Montant à risque client Achat Direct <sup>2</sup> (\$)
Novembre	50 000	15 000	-417
Décembre	137 500	37 500	16 667
Janvier	162 500	60 000	38 750
Février	131 250	58 750	54 583
Mars	50 000	36 250	54 167
Avril	25 000	15 000	48 750
Mai	12 500	7 500	40 833
Juin	6 250	3 750	31 667
Juillet	6 250	2 500	22 500
Août	6 250	2 500	13 333
Septembre	12 500	3 750	5 417
Octobre	25 000	7 500	0
<b>Risque maximal</b>		<b>60 000</b>	<b>54 167</b>

<sup>1</sup> Équivalent à la consommation de deux mois consécutifs.

<sup>2</sup> Équivalent à la fourniture consommée au-delà des livraisons.

Ainsi, si un prix de transport de 0,05 ¢/m<sup>3</sup> est ajouté à l'exemple de l'annexe 1 et que cela fait augmenter de 33 % le prix total, le risque augmentera également de 33 %.

- 34.5** Veuillez ajouter au tableau de la référence (ii) les colonnes suivantes : Une colonne qui simule le montant mensuel de la facture de Gaz Métro pour la consommation de gaz naturel pour chacun des deux types de clients, une colonne qui présente les volumes mensuels livrés par le client en achat direct, une colonne qui présente les écarts de volume entre la consommation et la livraison du client en achat direct et veuillez indiquer les calculs qui produisent les montants à risque pour chacun des clients.

#### Réponse :

Le montant considéré à risque pour un client en gaz de réseau est équivalent à sa facture de deux mois consécutifs. Le montant à risque pour un client en achat direct sans transfert est équivalent à l'excédent de ses consommations par rapport à ses livraisons. En fonction de la consommation annuelle du client de 625 000 m<sup>3</sup>, une livraison uniforme est calculée à 52 083 m<sup>3</sup> par mois.

#### Analyse du risque de perte pour la fourniture pour un client au profil chauffage

Prix de fourniture considéré : 0,15 \$/m<sup>3</sup>

Prix de transport considéré : 0,05 \$/m<sup>3</sup>

	Consommation (m <sup>3</sup> )	Facture pour la fourniture et le transport (\$)	Montant à risque client Gaz Réseau <sup>1</sup> (\$)	Écart cumlatif <sup>2</sup> consom. – livrais. (m <sup>3</sup> )	Montant à risque client Achat Direct <sup>3</sup> (\$)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Novembre	50 000	10 000	15 000	-2 083	-417
Décembre	137 500	27 500	37 500	83 333	16 667
Janvier	162 500	32 500	60 000	193 750	38 750
Février	131 250	26 250	58 750	272 917	54 583
Mars	50 000	10 000	36 250	270 833	54 167
Avril	25 000	5 000	15 000	243 750	48 750
Mai	12 500	2 500	7 500	204 167	40 833
Juin	6 250	1 250	3 750	158 333	31 667
Juillet	6 250	1 250	2 500	112 500	22 500
Août	6 250	1 250	2 500	66 667	13 333
Septembre	12 500	2 500	3 750	27 083	5 417
Octobre	25 000	5 000	7 500	0	0
<b>Risque maximal</b>			<b>60 000</b>		<b>54 167</b>

<sup>1</sup> Cumul des factures du mois précédent et du mois courant

<sup>2</sup> Consommation + Écart cumlatif précédent - Livraison uniforme

<sup>3</sup> Écart cumlatif consommation - livraison \* prix de fourniture et transport

**34.6** Veuillez indiquer si le client en achat direct illustré dans le tableau de la référence (ii) est un client en achat direct avec transfert de propriété ou sans transfert de propriété.

**Réponse :**

Il n'est question, à la pièce B-0078, que de clients en achat direct sans transfert de propriété.

**34.7** Veuillez faire le même calcul pour un client en achat direct du type différent de celui illustré au tableau de la référence (ii) (avec versus sans transfert de propriété).

**Réponse :**

Un client en achat direct avec transfert de propriété reçoit les mêmes factures qu'un client en gaz de réseau, c'est-à-dire que le service de fourniture lui est facturé (contrairement aux clients sans transfert). Le risque est donc le même pour les clients avec transfert de propriété

que celui des clients en gaz de réseau et est présenté à la colonne 3 du tableau de la réponse à la question 34.5.

- 34.8** Veuillez présenter une simulation du calcul du Solde d'inventaire selon la méthode actuelle pour un client au service de fourniture de Gaz Métro qui migre vers les deux types de service en achat direct aux deux périodes suivantes soit au début de l'hiver et à la fin de l'hiver. Veuillez indiquer le sens du paiement selon la période de migration.

**Réponse :**

Gaz Métro ne calcule pas de solde d'inventaire pour les clients en achat direct avec transfert de propriété. Tel que mentionné en réponse à la question précédente, ces clients sont traités comme des clients en gaz de réseau.

Le calcul du solde d'inventaire a pour fonction de valider si l'écart cumulatif entre les livraisons et les consommations du client atteindra un niveau négatif au cours de la période contractuelle d'un an. C'est nécessairement le cas si le client ne débute pas ses livraisons au printemps lorsqu'il a un profil de type chauffage. Cependant, en débutant ses livraisons au printemps, l'écart cumulatif entre les livraisons et les consommations du client chauffage ne pourra jamais être négatif. Dans ce cas, Gaz Métro considère qu'il n'y a pas de risque et n'exige pas de solde d'inventaires.

De plus, le solde d'inventaire est toujours calculé en tenant compte du principe des livraisons uniformes. L'écart cumulatif est alors forcément temporaire puisque si le client consomme plus que ses livraisons pendant certaines périodes, alors il livrera plus que ses livraisons pendant d'autres périodes. Dans le cas où les consommations et les livraisons annuelles ne sont pas les mêmes, c'est plutôt la mécanique du règlement des déséquilibres qui s'appliquera au client.

Le « sens » du paiement lorsqu'un client opte pour l'achat direct sans transfert est donc toujours le même, c'est-à-dire que le client doit fournir un montant équivalent au coût de la fourniture qu'il consommera temporairement en excédent de ses livraisons en cours d'année en garantie à Gaz Métro.

Les deux tableaux suivants présentent le calcul du solde d'inventaire requis pour un même client en gaz de réseau qui migre vers l'achat direct sans transfert. Il est à noter que les simulations seraient identiques s'il s'agissait d'un nouveau client.

**Simulation du calcul du solde d'inventaires pour un client migrant à partir du mois de mai du gaz de réseau à l'achat direct sans transfert de propriété**

	Consommation prévue (m <sup>3</sup> )	Livraisons prévues (m <sup>3</sup> )	Écart (m <sup>3</sup> )	Écart cumulatif (m <sup>3</sup> )
	(1)	(2)	(3)	(4)
Mai	15 500	31 000	15 500	15 500
Juin	15 000	30 000	15 000	30 500
Juillet	15 500	31 000	15 500	46 000
Août	15 500	31 000	15 500	61 500
Septembre	15 000	30 000	15 000	76 500
Octobre	15 500	31 000	15 500	92 000
Novembre	45 000	30 000	(15 000)	77 000
Décembre	46 500	31 000	(15 500)	61 500
Janvier	46 500	31 000	(15 500)	46 000
Février	42 000	28 000	(14 000)	32 000
Mars	46 500	31 000	(15 500)	16 500
Avril	46 500	30 000	(16 500)	0
<b>Total</b>	<b>365 000</b>	<b>365 000</b>		

Solde d'inventaire (Min. de la colonne 4):	0 m <sup>3</sup>
Prix du gaz de réseau du mois de mai:	9,00 ¢/m <sup>3</sup>
Montant exigé du client:	0,00 \$

**Simulation du calcul du solde d'inventaires pour le même client migrant à partir du mois de novembre du gaz de réseau à l'achat direct sans transfert de propriété**

	Consommation prévue (m <sup>3</sup> )	Livraisons prévues (m <sup>3</sup> )	Écart (m <sup>3</sup> )	Écart cumulatif (m <sup>3</sup> )
	(1)	(2)	(3)	(4)
Novembre	45 000	30 000	(15 000)	(15 000)
Décembre	46 500	31 000	(15 500)	(30 500)
Janvier	46 500	31 000	(15 500)	(46 000)
Février	42 000	28 000	(14 000)	(60 000)
Mars	46 500	31 000	(15 500)	(75 500)
Avril	46 500	30 000	(16 500)	(92 000)
Mai	15 500	31 000	15 500	(76 500)
Juin	15 000	30 000	15 000	(61 500)
Juillet	15 500	31 000	15 500	(46 000)
Août	15 500	31 000	15 500	(30 500)
Septembre	15 000	30 000	15 000	(15 500)
Octobre	15 500	31 000	15 500	0
<b>Total</b>	<b>365 000</b>	<b>365 000</b>		

Solde d'inventaire (Min. de la colonne 4):	92 000 m <sup>3</sup>
Prix du gaz de réseau du mois de novembre:	8,75 ¢/m <sup>3</sup>
Montant exigé du client:	8 050,00 \$

**34.9** Veuillez présenter une simulation du calcul du Solde d'inventaire selon la méthode actuelle pour les deux types de clients en achat direct qui migrent vers le service de fourniture de Gaz Métro aux deux périodes suivantes soit au début de l'hiver et à la fin de l'hiver. Veuillez indiquer le sens du paiement selon la période de migration.

**Réponse :**

Gaz Métro ne calcule pas de solde d'inventaire pour les clients en achat direct avec transfert de propriété. Tel que mentionné en réponse à la question 34.7, ces clients sont traités comme des clients en gaz de réseau.

Le volume d'inventaire à racheter d'un client en achat direct sans transfert de propriété qui migre vers le gaz de réseau est le même que celui qui a été calculé lorsque que ce client est devenu achat direct sans transfert de propriété. En utilisant les exemples fournis à la question précédente :

- aucun solde d'inventaire ne serait racheté du client qui aurait migré en mai

- le volume de gaz à racheter du client qui aurait migré en novembre serait de 92 000 m<sup>3</sup>. Le prix utilisé pour le rachat serait celui du gaz de réseau au moment où le client migrerait.

Le « sens » du paiement lorsqu'un client n'est plus en achat direct sans transfert est toujours de Gaz Métro vers le client puisqu'il s'agit du remboursement du solde d'inventaire, celui-ci n'étant plus requis pour couvrir l'écart cumulatif maximal.

- 34.10** Veuillez indiquer les impacts de la modification que vous proposez sur les simulations de soldes d'inventaire précédentes.

**Réponse :**

La modification proposée par Gaz Métro ferait en sorte qu'il n'y aurait plus de solde d'inventaire exigé du client lors de la migration.

- 34.11** Veuillez indiquer si un solde d'inventaire est également calculé pour un client qui migre, soit dans un sens ou dans l'autre, entre le service de transport de Gaz Métro et son propre service de transport.

**Réponse :**

Un solde d'inventaire est également calculé pour un client qui migre, soit dans un sens ou dans l'autre, entre le service de transport de Gaz Métro et son propre service de transport.

- 34.12** Veuillez indiquer si les simulations précédentes illustrent adéquatement le calcul du solde d'inventaire dans le cas d'un client qui migre, dans un sens ou dans l'autre, entre le service de transport de Gaz Métro et son propre service de transport. Dans la négative, veuillez présenter les simulations de calculs de soldes d'inventaires appropriés à ces types de migrations. Veuillez indiquer l'impact de la modification proposée sur ces types de migration de service.

**Réponse :**

Le calcul est le même que celui démontré en réponse à la question 34.8 en ajoutant le prix du transport à celui de la fourniture.

L'impact de la modification proposée est qu'il n'y aurait plus de solde d'inventaire exigé du client lors de la migration.

- 34.13** Veuillez indiquer si un solde d'inventaire doit être calculé pour un client en achat direct qui met fin à son abonnement avec Gaz Métro. Dans la négative, veuillez indiquer comment l'impact de l'inventaire est traité. Dans l'affirmative, veuillez indiquer l'impact de votre proposition.

**Réponse :**

Aucun solde d'inventaire n'est calculé pour un client en achat direct sans transfert de propriété qui revient au service du distributeur ou dont le contrat avec Gaz Métro prendrait fin. Le solde d'inventaire calculé originalement lors de sa migration est celui utilisé afin de déterminer le montant à retourner au client, en considérant le prix de la fourniture courant (et du transport le cas échéant).

Par contre, les clients en achats direct sans transfert sont sujets au règlement des déséquilibres, un mécanisme distinct du calcul du solde d'inventaire qui permet de régler à la fin de chaque année de contrat les écarts annuels de livraison et de consommation, sans égard au fait qu'il y ait ou non un solde d'inventaire.

- 34.14** Veuillez indiquer si le but du calcul du solde d'inventaire est strictement relié à l'aspect du risque de crédit. Veuillez élaborer votre réponse en fonction de vos réponses aux questions précédentes.

**Réponse :**

Tel qu'expliqué à la section 1 de la pièce B-0078, Gaz Métro-11, Document 4, le solde d'inventaire avait initialement été mis en place parce que Gaz Métro n'effectuait pas d'achats en hiver et devait donc détenir en inventaire le surplus de consommation occasionné par l'hiver. Depuis que des achats supplémentaires de fourniture à Dawn sont faits au courant de l'hiver, Gaz Métro ne détient plus l'inventaire pour couvrir l'ensemble des surplus de consommation d'hiver. Le but du calcul du solde d'inventaire est désormais strictement relié à l'aspect du risque de crédit afin de protéger Gaz Métro d'une perte financière dans le cas où le client mettrait fin à son contrat alors qu'il aurait consommé plus de fourniture et de transport que ce qu'il aurait livré, sans avoir préalablement payé ces services.

Sans solde d'inventaire, dans le cas où le client consomme davantage que ce qu'il livre, sans préalablement avoir payé les services de fourniture et de transport, la consommation non payée se retrouvera dans le calcul de l'excédent/déficit annuel réglé par le mécanisme

des déséquilibres volumétriques. En effet, le mécanisme des déséquilibres volumétriques fait en sorte qu'une facture est émise au client lorsque celui-ci a consommé de la fourniture sans l'avoir payée (par une livraison).

Le solde d'inventaire permettait de couvrir cette facture dans le cas où le client ne pouvait l'acquitter. Hors, dans la mesure où le montant à risque est équivalent à celui qui est engendré par un client en gaz de réseau, ce montant est déjà couvert par le dépôt.

**34.15** Veuillez indiquer dans quelles mesures les enjeux précédents s'appliquent également en ce qui concerne un client qui a adhéré à une entente de fourniture à prix fixe.

**Réponse :**

Même si les clients avec entente de fourniture à prix fixe génèrent des soldes d'inventaire tout comme les clients en achat direct sans transfert de propriété, aucun solde d'inventaire ne leur est actuellement exigé.

Pour ces clients, les mécanismes de dépôt et de règlement de déséquilibres volumétriques auprès de leur fournisseur sont adéquates.

**MODIFICATION À LA MÉTHODE DE NORMALISATION DES REVENUS DE  
DISTRIBUTION AVEC CONTREPARTIE PARFAITE**

- 35. Références :**
- (i) Pièce [B-0075, page 4](#), lignes 1 à 8 ;
  - (ii) Dossier [R-3752-2011, B-0038](#) ;
  - (iii) Pièce [B-0075, annexe A](#), colonne 2012, ligne 14.

**Préambule :**

(i) Gaz Métro commente la capacité des volumes du tarif D<sub>5</sub> de compenser la variation des volumes au tarif D<sub>1</sub> et fournit un tableau en soutien à ses observations.

(ii) Gaz Métro présente une estimation du potentiel de variation de la demande continue causé par la température pour les années 2012 à 2014. Une pièce semblable est également déposée dans les dossiers tarifaires subséquents.

**Demandes :**

**35.1** Veuillez indiquer les sources des données présentées dans le tableau de la référence (i).



**Réponse :**

Le tableau de l'annexe 9 présente les sources de données utilisées dans le tableau de la référence (i).

- 35.2** Veuillez réconcilier les données portant sur les volumes du tarif interruptible de la référence (i) avec les volumes présentés dans les plans d'approvisionnements des dossiers tarifaires de ces années respectives.

**Réponse :**

Le tableau de l'annexe 10 réconcilie les données portant sur les volumes du tarif interruptible de la référence (i) avec les volumes présentés dans le plan d'approvisionnement des dossiers tarifaires des années 2012 à 2016.

Gaz Métro constate de légères variations entre les informations présentés aux pièces des « *Demandes et Sources d'Approvisionnement Gazier* » et les pièces « *Analyse Comparative du Nombre Moyen de Clients, des Volumes Normalisés et des Revenus de Distribution* ». Ces variations n'ont aucun impact sur la comptabilisation du trop-perçu ou du manque à gagner car elles résultent d'erreurs de saisies au moment de présenter la demande au rapport annuel. Cette pièce n'est pas utilisée pour le calcul du trop-perçu ou du manque à gagner.

- 35.3** Veuillez indiquer la source de la donnée présentée à la référence (iii).

**Réponse :**

Le tableau suivant indique les sources de données utilisées dans le tableau de la référence (iii) :

	2012	R-3831-2012
Interruptions nettes	189 567	Gaz Métro-9, doc 1, p. 1, col. 4, l. 32
Ventes de GAI	34 681	Gaz Métro-9, doc 1, p. 1, col. 4, l. 25 - Gaz Métro-9, doc 1, p. 2, col. 1, l. 33
<b>Interruptions projetées nettes</b>	<b>154 886</b>	

- 35.4** Veuillez commenter la pertinence d'utiliser des données portant sur une période annuelle plutôt que des données portant sur la période hivernale pour évaluer la capacité des volumes du tarif D<sub>5</sub> de compenser la variation des volumes de tarif D<sub>1</sub> relié à la variation de la température.

**Réponse :**

Bien que la proportion des volumes du tarif D<sub>5</sub> par rapport à la somme des volumes des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>5</sub> soit relativement plus élevée pour les mois d'été que lors des mois d'hiver, il s'avère que, même en période estivale, les volumes du tarif D<sub>5</sub> ne sont pas assez élevés pour compenser la variation des volumes du tarif D<sub>1</sub> relié à la variation de la température. Effectivement, tel que présenté dans le tableau ci-dessous, la proportion des volumes du tarif D<sub>5</sub> par rapport à la somme des volumes des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>5</sub> pour l'année 2016 est de 8,8 % en hiver et de 16,1 % en été. Même si la proportion est beaucoup plus élevée en été qu'en hiver, celle-ci est néanmoins trop petite (16,1 %) pour compenser la variation des volumes du tarif D<sub>1</sub> relié à la variation de la température.

Pour cette raison, Gaz Métro arrive à la même conclusion, soit que les volumes du tarif D<sub>5</sub> ne permettent pas de compenser la variation des volumes de tarif D<sub>1</sub> relié à la variation de la température, même si elle considère les données portant sur la période hivernale plutôt que des données portant sur la période annuelle.

**Volumes totaux normalisés réels 2012-2015 et projetés 2016 (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

	2012	2013	2014	2015	2016
Tarif 1 / Hiver	1 752 559	1 724 885	1 766 067	1 770 106	1 783 597
Service interruptible / Hiver	539 121	427 949	315 149	215 983	172 430
Total / Hiver	2 291 680	2 152 834	2 081 216	1 986 089	1 956 028
<b>% Interruptible sur total / Hiver</b>	<b>23,5%</b>	<b>19,9%</b>	<b>15,1%</b>	<b>10,9%</b>	<b>8,8%</b>
Tarif 1 / Été	741 944	742 214	761 953	728 536	768 969
Service interruptible / Été	536 516	409 306	318 128	210 881	147 625
Total / Été	1 278 460	1 151 520	1 080 080	939 417	916 594
<b>% Interruptible sur total / Été</b>	<b>42,0%</b>	<b>35,5%</b>	<b>29,5%</b>	<b>22,4%</b>	<b>16,1%</b>
Tarif 1 / Année	2 494 503	2 467 099	2 528 020	2 498 642	2 552 566
Service interruptible / Année	1 075 637	837 255	633 276	426 864	320 055
Total / Année	3 570 140	3 304 354	3 161 296	2 925 506	2 872 621
<b>% Interruptible sur total / Année</b>	<b>30,1%</b>	<b>25,3%</b>	<b>20,0%</b>	<b>14,6%</b>	<b>11,1%</b>

- 35.5** Veuillez comparer la demande hivernale du tarif D<sub>5</sub> avec les écarts potentiels de la demande du tarif D<sub>1</sub> relié à la température pour chacune des années présentées dans le tableau de la référence (i). Pour l'année 2012, veuillez baser votre comparaison à partir des écarts présentés à la première colonne de la référence (ii). Pour les années subséquentes, veuillez utiliser la première colonne de la pièce du dossier tarifaire approprié. Veuillez commenter les résultats de cette analyse. Veuillez également discuter de l'aspect mensuel des variations du tarif D<sub>1</sub> et des niveaux de demandes du tarif D<sub>5</sub>.

**Réponse :**

Gaz Métro n'est pas en mesure de scinder l'impact potentiel de température sur la demande continue entre les tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub>. Ainsi, la demande hivernale du tarif D<sub>5</sub> ne peut être comparée avec les écarts potentiels de la demande du tarif D<sub>1</sub>, annuellement ou mensuellement à l'aide des références (i) et (ii).

Les lignes 1 à 9 du tableau de la référence (ii) présentent, dans le cadre de la cause tarifaire, la demande dans le cas d'une année plus chaude que la normale ou dans le cas d'une année plus froide que la normale. La ligne 1 présente l'impact potentiel de température sur l'ensemble de la demande continue, donc l'impact sur la demande des tarifs D<sub>1</sub>, D<sub>3</sub> et D<sub>4</sub> et la ligne 2 présente l'impact sur la demande du service interruptible, donc sur la demande du tarif D<sub>5</sub> avant interruption.

- 36. Références :**
- (i) Dossier [R-3463-2001, SCGM-11 doc 11](#);
  - (ii) Pièce [B-0075](#) ;
  - (iii) Pièce [B-0075, Annexe A](#), lignes 11 et 12, colonne 2012;
  - (iv) Pièce [B-0075, Annexe A](#), lignes 15 et 18, colonne 2013;
  - (v) Dossier [R-3951-2015, B-0119](#).

**Préambule :**

- (i) À cette référence, on retrouve la méthode de contrepartie « partielle » que Gaz Métro a soumise dans le cadre de son dossier tarifaire 2002.
- (ii) À cette référence, on retrouve la méthode de contrepartie « partielle nette du GAI » que Gaz Métro soumet dans le présent dossier tarifaire.
- (iii) À cette référence, on retrouve une situation où les volumes de consommation de GAI sont supérieurs aux volumes d'interruptions brutes réelles.
- (iv) À cette référence, on retrouve une situation où les volumes de contrepartie sont supérieurs aux volumes de normalisation.
- (v) Cette référence présente un exemple de l'exécution de la méthode actuelle de la contrepartie.

**Demandes :**

- 36.1** À la page 8 de la référence (i), Gaz Métro énonçait deux conditions que la contrepartie « partielle » devait respecter et un arbre décisionnel était soumis à l'annexe 1 en lien avec ces conditions. Veuillez indiquer si la proposition actuelle de méthode de contrepartie

« partielle nette du GAI » doit également respecter les deux conditions énoncées à la page 8 et par conséquent utiliser l'arbre décisionnel de l'annexe 1 de la référence (i). Dans l'affirmative, veuillez indiquer de quelle façon ces conditions s'appliqueraient dans le contexte de la prise en compte des volumes de GAI. Dans la négative, veuillez élaborer les raisons pour lesquelles ces conditions ne seraient plus requises.

**Réponse :**

Gaz Métro confirme que dans sa proposition actuelle de méthode de « contrepartie partielle nette du GAI », les conditions que devait respecter la contrepartie partielle ne s'appliquent plus. Il est donc possible d'obtenir, en appliquant la nouvelle méthode de « contrepartie nette du GAI », des volumes de la contrepartie supérieurs aux volumes de normalisation et d'observer la contrepartie évoluer dans le même sens que la normalisation.

La normalisation des revenus de distribution permet au distributeur de calculer l'écart de revenus générés par la variation de la température par rapport à la normale pour le PMD. La variation de la température par rapport à la normale viendra également influencer les interruptions et, conséquemment, la consommation des clients au service interruptible.

Fondamentalement, plusieurs éléments peuvent faire varier le volume de consommation au service interruptible par rapport à la prévision de la cause tarifaire, voici les principaux :

- Interruptions brutes : Les interruptions en fonction de la température observée;
- La hausse de consommation des clients au service interruptible;
- La consommation de gaz d'appoint pour contrer les interruptions.

Les interruptions en fonction de la température observée viennent quantifier la quantité interrompue pendant l'année. Ceci représente la perte théorique de revenus pour la température observée. En comparant ce résultat à la perte théorique prévue à la Cause tarifaire, on obtient la variation issue de l'écart entre la température normale et la température observée.

Par contre, la clientèle peut avoir consommé du gaz naturel même lorsqu'elle est interrompue, en contractant du GAI ou en quelques rares occasions, en consommant en retrait interdit, ce qui permet à Gaz Métro de générer des revenus de distribution additionnels. Le résultat de la contrepartie doit donc tenir compte de ces revenus.

Il se peut que la consommation de GAI soit plus élevée que les interruptions brutes, car celles-ci sont obtenues par estimation, de la même façon que les interruptions à la cause tarifaire. Cependant, comme les revenus de la consommation sont réels, venir limiter ces revenus n'est pas nécessaire.

De plus, peu importe le résultat de la normalisation des volumes du PMD, l'effet de la température sur la variation de la consommation au service interruptible doit également être considéré en totalité. Gaz Métro considère que d'inclure ou de considérer seulement une

partie de la consommation au service interruptible serait l'équivalent de calculer la variation de consommation à une température autre que celle observée pendant l'hiver et ne répond donc pas aux fondements liés aux concepts de la normalisation qui requièrent de calculer un écart de consommation avec la normale.

Gaz Métro propose, tel que présenté à la page 3 de la référence (ii), de calculer l'écart de revenu par rapport à la cause tarifaire (à température normale) à l'aide de l'équation suivante:

$$\left( \begin{array}{c} \text{Interruptions nettes}^{(a)} \\ \text{réelles} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Interruptions nettes}^{(a)} \\ \text{projetées} \end{array} \right) * \begin{array}{l} \text{Taux moyen } D_5 \\ \text{de distribution du} \\ \text{dossier tarifaire} \end{array}$$

<sup>(a)</sup> Interruptions nettes = Interruptions brutes - consommation de GAI

**36.2** En lien avec les références (iii) et (iv), veuillez commenter la pertinence de considérer des volumes de GAI supérieur aux volumes interrompus bruts ainsi que des volumes de contrepartie supérieure aux volumes de normalisation. Veuillez élaborer en indiquant si des contraintes devraient être appliquées aux volumes de GAI dans le cadre du calcul de la contrepartie.

**Réponse :**

Gaz Métro est d'avis que les contraintes de maximum ou de minimum ne devraient pas s'appliquer, tant au niveau des volumes de GAI qu'au niveau des volumes de la contrepartie dans le calcul de la « contrepartie partielle nette du GAI ».

Le tableau 1 ci-dessous (voir ligne 9) démontre que depuis les 4 dernières années, en une seule occasion les volumes de ventes de GAI ont dépassé les volumes d'interruptions brutes, soit au cours de l'année 2012.

Durant cet exercice, lors des périodes d'interruption, certains clients au service interruptible ont consommé plus que leurs volumes budgétés, ce qui explique pourquoi les volumes de GAI observés sont supérieurs au niveau d'interruptions brutes réelles de l'année. Ces ventes additionnelles de GAI représentent des opportunités d'affaires supplémentaires non budgétées et sont donc favorables pour la clientèle de Gaz Métro. De ne pas considérer l'intégralité des volumes vendus de GAI dans l'application de la « contrepartie partielle nette du GAI » aurait comme impact de déplacer, au moment du rapport annuel, des sommes entre les comptes de nivellement de la température et les comptes de frais reportés de « trop-perçu / manque à gagner ». L'impact pour le client touche la période sur laquelle ces sommes seront récupérées ou remises via les tarifs.

Le tableau 1 ci-dessous (voir ligne 10) démontre qu'en appliquant la nouvelle méthode de calcul de la « contrepartie partielle nette du GAI » sur les 4 dernières années, en une seule occasion les volumes de la contrepartie auraient été supérieurs aux volumes de normalisation, soit au cours de l'année 2013. Cette année correspond à l'année où la température se rapproche le plus de la normale sur l'échantillon observé. Durant cet exercice, lors d'interruptions, certains clients ont contracté du GAI entraînant une réduction des volumes d'interruptions nettes réelles. Gaz Métro considère que ces ventes additionnelles de GAI, qui ont généré des revenus additionnels, devraient atténuer l'impact de la contrepartie et ne devraient pas être limitées au maximum des interruptions brutes réelles.

Tableau 1

	(1)	(2)	(3)	(4)
	2012	2013	2014	2015
(1) Température versus la normale	plus chaud	plus chaud	plus froid	plus froid
(2) Variation % de la température versus la normale	15,40%	4,30%	12,30%	10,50%
(3) Volumes de normalisation	197 890	40 861	(181 913)	(161 894)
(4) Consommation de GAI réelle	39 806	66 643	45 424	29 402
(5) Interruptions brutes réelles	38 179	84 754	119 653	55 546
Interruptions nettes réelles	(1 628)	18 112	74 229	26 144
(6) Interruptions nettes du dossier tarifaire	154 886	67 041	42 563	19 210
(7) Volumes de contrepartie (écart d'interruptions) <sup>(5)-(4)-(6)</sup>	(156 513)	(48 929)	31 666	6 934
(8) GAI versus Contrepartie	GAI < contrepartie	GAI > contrepartie	GAI > contrepartie	GAI > contrepartie
(9) GAI versus Interruptions brutes réelles	GAI >	GAI <	GAI <	GAI <
(10) Normalisation versus Contrepartie	Interruption brutes réelles	Interruption brutes réelles	Interruption brutes réelles	Interruption brutes réelles
	Normalisation > Contrepartie	Normalisation < Contrepartie	Normalisation > Contrepartie	Normalisation > Contrepartie

**36.3** La référence (iv) illustre la méthode actuelle du calcul de la contrepartie. Cette méthode procède aux calculs des volumes et des revenus de contrepartie pour chacun des mois indépendamment les uns des autres ce qui a comme effet de permettre la considération de mois plus chaud ou plus froid que la normale dans le cours de la même saison. Veuillez commenter la pertinence et la possibilité d'appliquer les contraintes présentées à la référence (i) ainsi que d'éventuelles contraintes sur les volumes de GAI de façon journalière. Veuillez également discuter de la possibilité de prendre en compte les volumes de retrait interdit et de dépannage dans le calcul de la contrepartie.

### Réponse :

Puisque la contrepartie de la normalisation du service interruptible est calculée à partir des (i) interruptions projetées dans l'année, (ii) des interruptions brutes quotidiennes, (iii) de la consommation de GAI quotidienne et (iv) du taux moyen de distribution du dossier tarifaire, par conséquent, le calcul par année, par mois ou par jour de cette contrepartie donnera toujours le même résultat.

De plus, Gaz Métro considère que les volumes de retraits interdits attribuables au service interruptible ainsi que les volumes de dépannage pourraient être considérés au même titre que la consommation de GAI.

**36.4** À partir des chiffres présentés à la colonne « 2013 » de l'annexe A de la référence (ii), veuillez déposer une simulation qui présente les mêmes niveaux d'interruptions réels et prévus, mais en utilisant l'hypothèse qu'aucun volume de GAI n'aurait été consommé. Veuillez commenter les résultats tout en considérant les contraintes imposées dans la proposition de 2002.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente aux colonnes (2) et (3) la simulation de la « contrepartie partielle nette du GAI » en considérant dans un premier temps l'hypothèse qu'aucun volume de GAI n'aurait été consommé et en considérant dans un deuxième temps les contraintes imposées dans la proposition 2002 :

MÉTHODOLOGIE DE LA CONTREPARTIE PARTIELLE (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) et (000\$)			
	2013	2013 - Ajustement GAI	2013 Ajustement GAI et contraintes 2002
	(1)	(2)	(3)
(1) Volumes de normalisation	40 861	40 861	40 861
(2) Taux de normalisation (c/m <sup>3</sup> )	14,75	14,75	14,75
(3) Augmentation (diminution) des revenus liée à la normalisation <sup>(1)*(2)</sup>	6 026 \$	6 026 \$	6 026 \$
(4) Interruptions brutes réelles	84 754	84 754	84 754
(5) Consommation de GAI réelle	66 643	-	-
(6) Interruptions nettes réelles <sup>(4)-(5)</sup>	18 112	84 754	84 754
(7) Interruptions nettes du dossier tarifaire	67 041	67 041	67 041
(8) <b>Volumes de contrepartie (écart d'interruptions)</b> <sup>(6)-(7)</sup>	<b>(48 929)</b>	<b>17 713</b>	<b>-</b>
(9) Taux de contrepartie (c/m <sup>3</sup> )	2,49	2,49	2,49
(10) Augmentation (diminution) des revenus liée à la contrepartie <sup>(9)*(8)</sup>	(1 220) \$	442 \$	-
(11) <b>Augmentation (diminution) nette des revenus</b> <sup>(3)+(10)</sup>	<b>4 806 \$</b>	<b>6 468 \$</b>	<b>6 026 \$</b>

Pour l'année 2013, dans l'éventualité où aucun volume de GAI n'avait été consommé (l. 5, col. 3 du tableau) et que les contraintes imposées dans la proposition de 2002 avaient été en vigueur, Gaz Métro aurait forcé le niveau de la contrepartie à zéro (l. 8, col. 3 du tableau) pour respecter la contrainte dictant que les volumes de la contrepartie doivent évoluer en sens inverse par rapport à ceux de la normalisation. Les revenus de Gaz Métro auraient donc été ajustés à la hausse de 6,0 M\$ versus un ajustement à la hausse de 4,8 M\$ dans le scénario où les volumes de GAI consommés et la méthodologie proposée de la « contrepartie partielle nette du GAI » avaient été appliqués.

Toutefois, Gaz Métro est d'avis que forcer le niveau de la contrepartie à zéro revient à ramener les interruptions brutes réelles à une température autre que celle observée. Tel qu'expliqué à la réponse 36.1, la variation totale de la température par rapport à la normale doit venir influencer la consommation des clients au service interruptible, et ce, peu importe le résultat de la normalisation des volumes au PMD.

En conséquence, Gaz Métro croit que les contraintes imposées dans la proposition de 2002 ne doivent pas s'appliquer.

**36.5** À partir des chiffres présentés à la colonne « 2014 » de l'annexe A de la référence (ii), veuillez déposer une simulation qui présente les mêmes niveaux d'interruptions réelles et prévues, mais en utilisant l'hypothèse que les volumes consommés au GAI sont égaux aux volumes réels interrompus. Veuillez commenter les résultats tout en considérant les contraintes imposées dans la proposition de 2002.

**Réponse :**

Le tableau ci-dessous présente aux colonnes (2) et (3) la simulation de la « contrepartie partielle nette du GAI » en considérant dans un premier temps des volumes consommés de GAI égaux aux volumes réels interrompus et en considérant dans un deuxième temps les contraintes imposées dans la proposition 2002 :

<b>MÉTHODOLOGIE DE LA CONTREPARTIE PARTIELLE (10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>) et (000\$)</b>			
	<b>2014</b>	<b>2014 - Ajustement GAI</b>	<b>2014 Ajustement GAI et contraintes 2002</b>
	(1)	(2)	(3)
(1) Volumes de normalisation	(181 913)	(181 913)	(181 913)
(2) Taux de normalisation (¢/m <sup>3</sup> )	16,44	16,44	16,44
(3) Augmentation (diminution) des revenus liée à la normalisation <sup>(1)*(2)</sup>	(29 906) \$	(29 906) \$	(29 906) \$
(4) Interruptions brutes réelles	119 653	119 653	119 653
(5) Consommation de GAI réelle	45 424	119 653	119 653
(6) Interruptions nettes réelles <sup>(4)-(5)</sup>	74 229	-	-
(7) Interruptions nettes du dossier tarifaire	42 563	42 563	42 563
(8) <b>Volumes de contrepartie (écart d'interruptions) <sup>(6)-(7)</sup></b>	<b>31 666</b>	<b>(42 563)</b>	<b>-</b>
(9) Taux de contrepartie (¢/m <sup>3</sup> )	2,89	2,89	2,89
(10) Augmentation (diminution) des revenus liée à la contrepartie <sup>(9)*(8)</sup>	915 \$	(1 229) \$	- \$
(11) <b>Augmentation (diminution) nette des revenus <sup>(3)+(10)</sup></b>	<b>(28 992) \$</b>	<b>(31 135) \$</b>	<b>(29 906) \$</b>

Pour l'année 2014, dans l'éventualité où les volumes consommés de GAI (l. 5, col. 3 du tableau) avaient été égaux aux volumes réels interrompus et que les contraintes imposées dans la proposition de 2002 étaient en vigueur, Gaz Métro aurait forcé le niveau de la contrepartie à zéro (l.8, col. 3 du tableau) pour respecter la contrainte dictant que les volumes de la contrepartie doivent évoluer en sens inverse à ceux de la normalisation. Les revenus de Gaz Métro auraient donc été ajustés à la baisse de 29,9 M\$ versus un ajustement à la baisse de 29,0 M\$ dans le scénario où les volumes de GAI consommés et la méthodologie proposée de la « contrepartie partielle nette du GAI » avaient été appliqués.

Toutefois, Gaz Métro est d'avis que forcer le niveau de la contrepartie à zéro revient à ramener les interruptions brutes réelles à une température autre que celle observée. Tel qu'expliqué à la réponse 36.1, la variation totale de la température par rapport à la normale doit venir influencer la consommation des clients au service interruptible, et ce, peu importe le résultat de la normalisation des volumes au PMD.

En conséquence, Gaz Métro croit que les contraintes imposées dans la proposition de 2002 ne doivent pas s'appliquer.



- 37. Références :**
- (i) Dossier [R-3951-2015, B-0019](#);
  - (ii) Dossier [R-3556-2004, SCGM-7, document 3](#) ;
  - (iii) Dossier [R-3559-2005, SCGM-11, document 2](#) ;
  - (iv) Dossier [R-3831-2012, B-0077, pages 3 et 4](#).

**Préambule :**

- (i) Aux lignes 36 et 38 de la référence (i), Gaz Métro présente des volumes d'interruptions brutes et nettes estimées.
- (ii) Suivi du rapport annuel 2003 (D-2004-112) sur la méthode de normalisation des revenus avec contrepartie partielle.
- (iii) Document soumis par Gaz Métro en soutien à sa demande de retourner à l'utilisation de la méthode de contrepartie « parfaite » dans le cadre de son dossier tarifaire 2006.
- (iv) Gaz Métro présente une analyse portant sur les sources de variation du niveau des interruptions prévues et réelles.

**Demandes :**

- 37.1** Veuillez indiquer de façon détaillée, la méthode utilisée par Gaz Métro pour estimer les volumes d'interruptions brutes et nettes. Veuillez indiquer si cette méthode ou les sources de données utilisées diffèrent entre les dossiers tarifaires et ceux de fermetures.

**Réponse :**

Rappelons que l'interruption de la demande de la clientèle au service interruptible est un moyen de réduire la demande prévue de gaz pour une journée donnée lorsque les outils contractés et disponibles ne peuvent répondre à la demande totale prévue. Le principe de base est que la clientèle au service interruptible utilise les capacités de transport excédentaires. S'il n'y a pas d'outil excédentaire, autre que l'usine LSR, les clients au service interruptible ne sont pas desservis et une interruption est alors déclenchée. Ce principe est le même à la cause tarifaire ou au réel, lors de la planification de la journée gazière.

Cause tarifaire

Le volume d'interruption brut est la résultante de la structure d'approvisionnement, établie selon les règles approuvées par la Régie, appliquée à la projection de la demande quotidienne sur la période d'hiver normal de l'année visée. Cette évaluation prend en compte, entre autres, la répartition de la clientèle entre les sous-tarifs ainsi que la limite de 20 ou 30 jours maximum d'interruption fixée au Volet B.

### Rapport annuel

Au réel, l'interruption brute pour une journée donnée, correspond au volume projeté des clients ciblés par l'interruption. Ce volume projeté reflète la consommation quotidienne de chaque client saisie au système administratif, selon qu'il s'agit d'une journée de semaine ou de fin de semaine. Ces volumes peuvent être mis à jour au besoin au cours de l'hiver afin de refléter, dans la mesure du possible, la réalité propre de chaque client. Il s'agit toujours d'un estimé car, le client ayant reçu un avis d'interruption, Gaz Métro ne peut évaluer *a posteriori* le volume qui aurait été consommé n'eut été de l'interruption.

Lors de journées d'interruption, certains clients visés par l'interruption consomment tout de même des volumes en fonction d'une des modalités suivantes :

- contrat de GAI contracté pour la journée d'interruption;
- volume consommé en retrait interdit; et
- volume autorisé en service de dépannage.

Les interruptions nettes correspondent aux interruptions brutes projetées réduites des volumes effectivement consommés lors des journées d'interruption par la clientèle ayant reçu un avis d'interruption.

La notion d'interruption nette n'existe pas lors de la cause tarifaire étant donné qu'il n'y a aucune projection de contrat de gaz d'appoint pour éviter une journée d'interruption (GAI), de volume en retrait interdit ou autorisé en service de dépannage, ces éléments n'étant constatés qu'au réel.

**37.2** Veuillez indiquer si les problématiques exposées par Gaz Métro aux références (ii) et (iii) sont toujours présentes en ce qui concerne l'utilisation de la différence entre les interruptions prévues et réelles estimées. Dans la négative, veuillez élaborer.

#### **Réponse :**

Gaz Métro considère que les problématiques en ce qui concerne l'utilisation de la différence entre les interruptions prévues et réelles estimées, comme exposées aux références (ii) et (iii) sont toujours présentes. Cependant, comme la proportion des volumes du tarif D<sub>5</sub> par rapport à la somme des volumes des tarifs D<sub>1</sub> et D<sub>5</sub> est passée de 30,1% à 11,1% entre 2012 et 2016 (veuillez-vous référer à la réponse à la question 35.4), la méthode de la contrepartie partielle nette du GAI permet de mieux représenter les volumes du tarif D<sub>5</sub> qui compensent la variation des volumes de tarif D<sub>1</sub> reliée à la variation de la température. Effectivement, bien que des facteurs autres que la température peuvent influencer les interruptions, l'effritement de l'importance relative des volumes du tarif D<sub>5</sub> rend l'utilisation de la contrepartie parfaite désuète.

**37.3** Veuillez indiquer si Gaz Métro a analysé d'autres méthodes potentielles de contrepartie.

**Réponse :**

Gaz Métro a évalué les trois scénarios suivants :

- L'abolition de la contrepartie de la normalisation
- La contrepartie partielle avec limite nette du GAI
- La contrepartie partielle sans limite nette du GAI

La contrepartie partielle sans limite nette du GAI a été retenue puisqu'elle permet le calcul le plus juste de l'effet de la température sur les consommations de la clientèle au service interruptible pour les raisons mentionnées dans la réponse 36.1. Par conséquent, la contrepartie partielle avec limite et l'abolition de la contrepartie de la normalisation n'ont pas été retenues.

**37.4** Veuillez indiquer si Gaz Métro considère qu'une méthode alternative du calcul de la contrepartie telle qu'une contrepartie « parfaite nette du GAI » qui pourrait s'appliquer, par exemple, seulement sur les mois d'hiver, pourrait s'avérer plus fiable que la méthode « partielle » basée sur les interruptions prévues et réelles estimées.

**Réponse :**

Lors de sa mise en place, la contrepartie parfaite était appropriée car la clientèle de Gaz Métro offrait une quantité de consommation interruptible qui dépassait la normalisation potentielle de la consommation du PMD. Dans ce contexte, la contrepartie parfaite permettait de simplifier le calcul de la contrepartie sans désavantage apparent. De plus, l'utilisation du GAI n'était pas fréquente, le mazout étant concurrentiel par rapport au gaz naturel.

Par contre, le contexte d'aujourd'hui est très différent. Tout d'abord, le GAI vient compenser une partie importante des interruptions. Ensuite, le potentiel interruptible a chuté drastiquement, ce qui fait en sorte que le volume d'interruption maximal peut être substantiellement plus faible que le potentiel de normalisation de la consommation du PMD.

Enfin, puisque le modèle d'estimation des interruptions au dossier tarifaire et en journée d'interruption observée est similaire, étant établi en fonction des outils disponibles à chaque jour, l'écart relatif entre ces deux mesures représente correctement l'effet sur les revenus du distributeur puisque les tarifs sont calculés sur la base de l'estimé.

## CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF

- 38. Références :** (i) Pièce [B-0134](#) ;  
(ii) Dossier R-3867-2013.

**Préambule :**

Gaz Métro propose des modifications à ses *Conditions de service et Tarif*

**Demande :**

- 38.1** Considérant que Gaz Métro demande une refonte majeure de ses tarifs dans le cadre du dossier R-3867-2013, veuillez expliquer la nécessité d'apporter maintenant des modifications aux *Conditions de service et Tarif* dans un contexte où les conditions et les tarifs pourraient être modifiés dans un avenir rapproché.

**Réponse :**

En attendant les conclusions du dossier R-3867-2013 portant sur la révision des tarifs, Gaz Métro essaie de limiter les modifications aux *Conditions de services et Tarif*. Des changements dans le contexte gazier rendent toutefois nécessaire l'ajustement de certains articles.

Par exemple, le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn oblige la révision de dispositions transitoires. Également, des modifications aux fenêtres de nomination de TCPL imposent à Gaz Métro de revoir ses propres fenêtres de nomination au service de réception.

En plus de ces modifications, Gaz Métro juge important, malgré les travaux en cours, de s'assurer que le libellé des articles soit adéquat et elle propose en ce sens certains changements afin de clarifier le texte.

- 39. Référence :** Pièce [B-0134, p. 7](#).

**Préambule :**

Gaz Métro indique qu'une nouvelle analyse a été effectuée et que, compte tenu des mesures actuellement en place, elle peut assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients en retirant l'option d'un nombre maximal de jours pour répondre à des enjeux opérationnels du réseau de distribution. Elle propose donc de modifier les articles 13.1.3.2 et 15.4.6 des *Conditions de service et Tarif* afin de retirer l'ajout temporaire de journées d'interruption.

**Demandes :**

**39.1** Veuillez préciser la nouvelle analyse que Gaz Métro a effectuée et la déposer, le cas échéant.

**Réponse :**

Gaz Métro a mis à jour l'analyse des taux de saturation des réseaux de transmission déposée habituellement dans le cadre du rapport annuel. Le tableau suivant présente les taux de saturation 2015-2016 du réseau par région. Le tableau présente aussi le débit horaire maximum avec les mesures temporaires actuellement en place.

	<b>Abitibi</b>	<b>Estrie Total</b>	<b>Estrie Sabrevois /Courval</b>	<b>Estrie Waterloo /Windsor</b>	<b>Saguenay</b>
Débit horaire de référence (m <sup>3</sup> /h)	31 218	158 436	94 148	64 288	124 783
Débit horaire maximum <sup>(1)</sup> (m <sup>3</sup> /h)	41 000 <sup>(2)</sup>	122 982	79 332	43 650	115 000
Taux de saturation (%)	76,1	128,8	118,7	147,3	108,5
Débit horaire maximum avec mesures temporaires (m <sup>3</sup> /h)	n.a.	183 500 <sup>(3)</sup>	111 000 <sup>(3)</sup>	72 500 <sup>(3)</sup>	128 000 <sup>(4)</sup>

	<b>Bécancour avec TCE</b>	<b>Montréal</b>	<b>Montréal</b>	<b>St-Nicolas /St-Flavien</b>
Débit horaire de référence (m <sup>3</sup> /h)	146 719	239 922	140 000 <sup>(6)</sup>	3 398
Débit horaire maximum <sup>(1)</sup> (m <sup>3</sup> /h)	214 285	185 000	262 650	34 000
Taux de saturation (%)	68,5	129,7	53,3	10,0
Débit horaire maximum avec mesures temporaires (m <sup>3</sup> /h)	n.a.	271 000 <sup>(5)</sup>	n.a.	n.a.

**Notes :**

- (1) Le débit horaire maximum est basé sur la pression contractuelle de 4 000 kPa à l'entrée des postes de livraison.
- (2) Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs.
- (3) Gaz Métro souligne qu'elle disposait à l'hiver 2015-2016 d'une entente avec TCPL aux termes de laquelle la pression contractuelle pour le poste de livraison de Waterloo était de 5 750 kPa. Avec cette entente, le débit horaire maximum pour Estrie Total passe de 122 982 m<sup>3</sup>/h à 183 500 m<sup>3</sup>/h alors que le taux de saturation passe de 128,8 % à 86,3 %. Pour le tronçon Sabrevois/Courval, le débit horaire maximal passe de 79 332 m<sup>3</sup>/h à 111 000 m<sup>3</sup>/h alors que le

taux de saturation passe de 119,6 % à 84,8 %. Pour le tronçon Waterloo/Windsor, le débit horaire maximal passe de 43 650 m<sup>3</sup>/h à 72 500 m<sup>3</sup>/h alors que le taux de saturation passe de 147,3 % à 88,7 %.

- (4) Cette capacité inclut une marge de sécurité en cas de défaillance d'un des compresseurs. Gaz Métro disposait à l'hiver 2015-2016 d'une entente avec TCPL de 4 650 kPa pour le poste de livraison de Saint-Maurice. Avec cette entente et l'implantation des solutions opérationnelles et physiques, le débit horaire maximal passe de 115 000 m<sup>3</sup>/h à 128 000 m<sup>3</sup>/h alors que le taux de saturation passe de 108,9 % à 97,5 %.
- (5) Gaz Métro a mis en place une mesure temporaire permettant d'augmenter la capacité du réseau de transmission de la Montérégie à 271 000 m<sup>3</sup>/h. Ainsi, le débit horaire maximal passe de 185 000 m<sup>3</sup>/h à 271 000 m<sup>3</sup>/h alors que le taux de saturation passe de 128,6 % à 88,5 %. Plus précisément, cette mesure consiste à permettre une pression d'opération de 1 500 kPa à la sortie du poste de livraison de Contrecoeur.
- (6) Le réseau de transmission de Montréal-Est est différent des autres réseaux de transmission parce qu'il alimente un seul poste de livraison soit celui de Montréal-Est. De plus, trois autres sources d'approvisionnement assurent l'alimentation de la clientèle de l'île de Montréal : les postes de livraison de Senneville et Boisbriand ainsi que la conduite du pont Jacques-Cartier. C'est le Centre de Contrôle de Réseau de Gaz Métro qui gère à distance le débit du poste de Montréal-Est pour assurer une saine gestion opérationnelle de l'alimentation de l'île de Montréal. On évalue qu'à cette fin, le débit maximum prévu pour le poste de Montréal-Est serait de 140 000 m<sup>3</sup>/h pour les trois prochaines années et qu'aucun investissement n'est envisagé et requis. Pour ces raisons, il n'est pas pertinent de calculer un débit horaire de référence pour le réseau de transmission de Montréal. Par ailleurs, en présumant un débit de 140 000 m<sup>3</sup>/h, le taux de saturation serait de 53,3 %.

Compte tenu des mesures temporaires mises en place, Gaz Métro peut assurer la sécurité d'approvisionnement de ses clients en retirant l'option d'un nombre maximal de jours pour répondre à des enjeux opérationnels du réseau de distribution.

**39.2** Veuillez préciser les mesures actuellement en place qui permet de retirer l'ajout temporaire de journées d'interruption pour répondre aux enjeux opérationnels sur le réseau de distribution.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse de la question 39.1.

**39.3** Ne serait-il pas approprié, pour Gaz Métro, de conserver au texte des *Conditions de service et Tarif* l'option d'un nombre maximal de jours pour répondre à des enjeux opérationnels du réseau afin de palier à des situations où elle ne serait pas en mesure de répondre auxdits enjeux opérationnels ?

**Réponse :**

Le nombre maximum de jours d'interruption nécessaire pour répondre aux besoins d'approvisionnement gazier est présenté à la pièce Gaz Métro-2, Document 1 (B-0010), p. 96, Tableau 32. Or, ces jours d'interruption sont supérieurs au nombre de jours

d'interruption pour répondre aux enjeux opérationnels, tel que présenté à l'article 15.4.6, alinéa 2, des *Conditions de service et Tarif*, pour quatre des cinq paliers du tarif interruptible.

Palier	Nombre maximum de jours d'interruption au volet A	
	Approvisionnement gazier Pièce B-0010, Tableau 32	Enjeux opérationnels <i>Conditions de service et Tarif</i> , Article 15.4.6, alinéa 2
5.5	70	54
5.6	71	67
5.7	71	77
5.8	81	78
5.9	85	84

Le nombre de jours d'interruption maximum pour répondre à des enjeux opérationnels avait été fixé lors de la Cause tarifaire 2014 à partir du nombre maximum de jours d'interruption prévu aux *Conditions de service et Tarif* en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2013. Cela permettait à Gaz Métro de conserver temporairement une certaine marge de manœuvre opérationnelle pour gérer son réseau<sup>15</sup>. Ce nombre de jours maximum a été maintenu pour les Causes tarifaires 2015 et 2016. Pour la Cause 2017, le nombre de jours ne peut toutefois plus être utilisé tel quel puisqu'il est inférieur au nombre de jours d'interruption déjà prévu au plan d'approvisionnement.

Pour maintenir l'option d'un nombre maximal de jours pour répondre à des enjeux opérationnels du réseau, Gaz Métro aurait donc dû produire une nouvelle analyse permettant de justifier le nouveau nombre de journées d'interruption requis. L'article n'aurait pu être conservé sans modifications. Avant de produire cette analyse, Gaz Métro s'est par contre questionnée sur la nécessité de maintenir la possibilité d'interrompre davantage les clients.

Comme le démontre l'analyse présentée à la réponse à la question 39.1, Gaz Métro a évalué que des journées d'interruption n'étaient pas requises pour répondre aux enjeux opérationnels. Elle suggère donc de retirer l'article.

**39.4** Quelle serait la conséquence de maintenir l'option d'un nombre maximal de jours d'interruption aux articles 13.1.3.2 et 15.4.6 ?

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 39.3.

---

<sup>15</sup> R-3837-2013, B-0082, Gaz Métro-2, Document 14, p. 34.

**40. Référence :** Pièce [B-0134, p.12.](#)

**Préambule :**

Gaz Métro propose que la marge de manœuvre en journée d'interruption soit abolie.

**Demande :**

**40.1** Veuillez donner les raisons pour lesquelles la marge de manœuvre doit être abolie.

**Réponse :**

Dans la décision D-2014-201 (paragraphe 66), la Régie demande à Gaz Métro d'évaluer la possibilité de modifier les *Conditions de service et Tarif* afin d'inclure la marge de manœuvre de 2 % dans le volume souscrit du client.

Gaz Métro présente deux options afin de répondre au suivi demandé par la Régie, l'une d'elle étant la facturation directe de la marge de manœuvre aux clients en combinaison tarifaire<sup>16</sup>. Dans sa preuve, Gaz Métro fait mention que si la clientèle ayant droit à la marge de manœuvre de 2 % considère que les coûts de son maintien sont trop élevés par rapport aux avantages, **l'application de cette option passera par l'abolition de la marge de manœuvre ou, en d'autres mots, son inclusion au volume souscrit.** Or, de ses discussions avec les clients, il ressort que ceux-ci préfèrent maintenir leur facture à un niveau inférieur plutôt que de payer pour davantage de flexibilité.

Dans la décision D-2015-181 (paragraphe 579), la Régie demande à Gaz Métro d'appliquer l'option de la facturation de la marge de manœuvre aux clients en combinaison tarifaire à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Gaz Métro considère que la facturation de celle-ci passe par son abolition et donc son inclusion au volume souscrit.

**41. Références :** (i) Pièce [B-0134, page 15](#), lignes 9, 13 et 17;  
(ii) Pièce [B-0134, page 15](#), lignes 11 et 15, et page 16, ligne 4.

**Préambule :**

(i) À cette référence on retrouve dans la section de la fourniture à prix fixe, les taux de - 3,107 ¢/m<sup>3</sup>, de -0,489 ¢/m<sup>3</sup> et de 3,107 ¢/m<sup>3</sup>. On retrouve également deux de ces trois taux dans la section qui porte sur le service de fourniture par le client.

(ii) À cette référence le texte réfère à des clients « déjà engagé » à Empress.

---

<sup>16</sup> Dossier R-3879-2014, Pièce B-0512, Gaz Métro-112, Document 2, pages 10 et 11.



**Demandes :**

**41.1** Veuillez indiquer la source ou le calcul de ces taux.

**Réponse :**

Approuvés par la Régie dans la décision D-2014-064, les « Frais de livraison à Empress » sont facturés aux clients qui livrent leur gaz naturel à Empress lorsque la livraison doit être faite à Dawn. Ces frais seront applicables aux clients à prix fixes dont l'échéance du contrat d'achat de fourniture de gaz naturel à Empress est au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du déplacement à Dawn. Ces frais seront également applicables aux clients en achat direct dont l'échéance du contrat d'achat de fourniture de gaz naturel à Empress est au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2016. Sans de tels frais, ces clients seraient avantagés par rapport aux clients en gaz de réseau, car ils paieraient un prix de fourniture inférieur à Empress tout en étant assujettis au même prix de transport.

Approuvés par la Régie dans la décision D-2014-122, les « Crédits de livraison à Dawn » sont applicables aux clients qui livrent leur gaz naturel à Dawn lorsque la livraison doit être faite à Empress. Ces frais s'appliquent sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2015 au 31 octobre 2016. Au 1<sup>er</sup> novembre 2016, lorsque le déplacement à Dawn sera effectué, ce crédit ne sera plus applicable puisque ces clients livreront alors au bon point de livraison. Ces crédits sont également applicables aux clients en achat direct dont le début du contrat d'achat de fourniture de gaz naturel à Dawn est avant le 1<sup>er</sup> novembre 2016, date du déplacement des livraisons de ces clients à Dawn. Sans de tels crédits, ces clients seraient désavantagés par rapport aux clients utilisant le service de transport de Gaz Métro, car ils paieraient un prix de fourniture supérieur à Dawn tout en étant assujettis au même prix de transport depuis Empress.

Ces frais et crédits sont calculés à partir des « Futures » du gaz naturel à Empress et à Dawn projetés à la Cause tarifaire et présentés au Tableau 4 de la page 37, de la pièce B-0010, Gaz Métro-2, Document 1.

Le taux des frais de livraison à Empress est calculé comme suit :

$$\begin{aligned}\text{Taux frais de livraison à Empress} &= \text{« Futures » Dawn} - \text{« Futures » Empress} \\ &= 3,61 \text{ \$/GJ} - 2,79 \text{ \$/GJ} = 0,82 \text{ \$/GJ} \\ &= 13,678 \text{ ¢/m}^3 - 10,571 \text{ ¢/m}^3 = 3,107 \text{ ¢/m}^3\end{aligned}$$

Le taux des crédits de livraison à Dawn est calculé comme suit :

$$\begin{aligned}\text{Taux crédit de livraison à Dawn} &= \text{« Futures » Empress} - \text{« Futures » Dawn} \\ &= 2,79 \text{ \$/GJ} - 3,61 \text{ \$/GJ} = -0,82 \text{ \$/GJ} \\ &= 10,571 \text{ ¢/m}^3 - 13,678 \text{ ¢/m}^3 = -3,107 \text{ ¢/m}^3\end{aligned}$$

Le crédit de compression n'est applicable qu'aux clients à prix fixe livrant à Empress à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015 puisque tous les clients livrant à Dawn avaient déjà prévus ne plus avoir à fournir le gaz de compression. Ce crédit de compression, tel qu'approuvé par la Régie dans sa décision D-2014-064, est mis en place pour indemniser les clients à prix fixe qui paient une part de compression dans leur entente à prix fixe alors que Gaz Métro charge à l'ensemble de la clientèle les coûts de compression par l'entremise du tarif de transport.

Le taux du crédit de compression est calculé selon le « Futures » à Empress et le ratio de compression reflétant l'utilisation du tronçon FTLH GMIT EDA projetée à la Cause tarifaire. Ce ratio est présenté à la page 4 de l'annexe 3, de la pièce B-0010, Gaz Métro-2, Document 1.

$$\begin{aligned}\text{Taux du crédit de compression} &= - \text{« Futures » Empress} \times \frac{\text{Taux compression FTLH}}{\text{Empress-GMIT EDA}} \\ &= - 2,79 \text{ \$/GJ} \times 4,63 \% = -0,13 \text{ \$/GJ} = -0,489 \text{ ¢/m}^3\end{aligned}$$

**41.2** Veuillez justifier l'application de ces taux pour le service de fourniture à prix fixe et le service de fourniture par le client.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 41.1.

**41.3** En lien avec la référence (ii), veuillez justifier l'utilisation des mots « déjà engagé ». Veuillez indiquer s'il sera toujours possible pour des clients de s'engager à Empress lorsque le déplacement de l'approvisionnement gazier à Dawn sera complété au 1<sup>er</sup> novembre 2016. Dans la négative, veuillez indiquer où cette condition se retrouve dans les conditions de service de Gaz Métro.

**Réponse :**

Depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2013, il n'est déjà plus possible pour un nouveau client à prix fixe ou un client qui fournit son propre gaz naturel de prévoir livrer ou de prévoir faire livrer

par son fournisseur le gaz naturel ailleurs qu'à Dawn à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2015 pour les prix fixes et du 1<sup>er</sup> novembre 2016 pour les clients qui fournissent leur propre gaz naturel.

Cependant, avant la date du 1<sup>er</sup> septembre 2013, certains clients étaient déjà engagés dans des ententes de fourniture avec leur fournisseur dont la durée contractuelle allait au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2015 ou 2016 selon le cas. Ces ententes prévoyaient le point de livraison à Empress. Ainsi, puisque ces ententes ont été signées préalablement à la connaissance du déplacement à Dawn, Gaz Métro continuera d'accepter les livraisons de gaz naturel à Empress pour ces contrats jusqu'à ce qu'ils se terminent. Cependant, ces clients bénéficieront de la baisse du prix de transport au 1<sup>er</sup> novembre 2016 comme tous les autres clients au service de transport de Gaz Métro. Ainsi, si rien n'était fait, ces clients bénéficieraient à la fois du prix de la fourniture plus bas à Empress et du prix plus bas du tarif de transport Dawn-Gaz Métro. C'est afin de s'assurer de l'équité avec les autres clients que les « frais de livraison à Empress » sont requis.

Les *Conditions de service et Tarif* de Gaz Métro prévoient que les livraisons de gaz naturel, qu'elles soient pour le prix fixe ou pour le service de fourniture du client, doivent être réalisées au point de livraison convenu (voir à ce sujet les articles 11.1.3.1 et 11.2.3.1 ainsi que la définition de « point de livraison convenu » à l'article 1.3). Le point de livraison convenu est indiqué dans les contrats que Gaz Métro signe avec les clients ou les fournisseurs de prix fixe. Depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2013, il est indiqué, dans le cas des nouveaux contrats, que les livraisons sont attendues à Empress jusqu'au 31 octobre 2015, ou 2016 selon le cas, et à Dawn par la suite.



**DEMANDE ET SOURCES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**  
**ANNÉE 2016-2017**

	oct-16 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (1)	nov-16 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (2)	déc-16 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (3)	janv-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (4)	févr-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (5)	mars-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (6)	avr-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (7)	mai-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (8)	juin-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (9)	juil-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (10)	août-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (11)	sept-17 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	Hiver (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	Été (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	Total (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> ) (12)	
<b>DEMANDE</b>																
1	Tarif D1	159	247	364	433	387	204	102	79	79	76	85	1 761	782	2 543	
2	Tarif D3	19	20	21	19	21	22	20	19	18	17	19	102	130	232	
3	Tarif D4	211	225	240	260	240	215	188	190	190	191	190	1 211	1 376	2 587	
4	Total Continue *	389	492	625	712	648	439	308	287	287	285	294	3 074	2 288	5 362	
5	Interruptible	31	39	33	36	34	33	23	16	13	14	16	175	124	299	
6	Client biogaz en réseau dédié	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	14	18	32	
7	Gaz d'appoint concurrence	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	7	8	
8	<i>Sous-Total Demande</i>	424	535	661	751	685	466	327	304	302	302	312	3 265	2 437	5 702	
9	Gaz de la compagnie et autres comp.	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	3	2	6	
10	Gaz perdu	3	4	5	5	5	3	2	2	2	2	2	24	18	42	
11	Compression - transport	19	10	16	18	19	17	12	8	6	6	7	81	65	146	
12	Compression - entreposage	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	4	4	7	
13	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
14	<b>SOUS-TOTAL AVANT INJECTION</b>	446	549	684	777	711	656	482	339	314	311	311	3 376	2 526	5 902	
<b>INVENTAIRES INJECTIONS</b>																
15	Union Gas	0	0	4	6	2	0	13	41	54	69	56	12	300	312	
16	LSR (DaQ) **	10	2	0	0	0	0	0	0	0	0	4	2	14	16	
17	Pointe-du-Lac **	2	0	0	7	11	2	0	0	0	0	0	20	2	22	
18	Saint-Flavien **	16	3	0	0	0	0	27	21	20	20	14	3	117	120	
19	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
20	<b>SOUS-TOTAL INJECTIONS &amp; ÉCHANGES</b>	27	4	5	12	12	2	13	68	74	88	74	37	433	470	
21	<b>TOTAL DE LA DEMANDE</b>	473	553	689	790	723	658	495	407	389	399	400	3 413	2 959	6 372	
<b>APPROVISIONNEMENT</b>																
22	FTLH Empress - GMIT - avant vente	329	89	92	92	83	92	89	92	89	92	89	449	873	1 322	
23	Transport par échange (EMP - GMIT)	42	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	42	42	
24	Transport fourni par les clients	6	7	8	11	10	8	7	6	6	7	6	44	46	90	
25	Gaz d'appoint	1	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	7	8	
26	Vente FTLH a priori	0	-22	-23	-23	-20	-23	0	0	0	0	0	-110	0	-110	
27	FTLH non utilisé	0	0	0	0	0	-9	-9	-9	-9	-9	-9	0	-53	-53	
28	Cessions / ventes de transport FTLH	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	<i>Transport Emp-GMIT</i>	378	75	77	81	73	77	89	91	88	91	88	384	914	1 298	
29	Achats dans le territoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	
30	Achats à Empress pour compression	17	3	4	4	4	4	4	3	3	3	3	18	37	55	
31	Achats à Dawn (GR)	35	172	174	247	246	237	113	3	0	0	7	1 076	158	1 234	
32	Achats à Dawn (AD)	23	284	297	296	270	308	286	306	294	302	293	1 455	1 807	3 262	
33	Biogaz	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	14	18	32	
34	Écart de mesurage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
35	<b>SOUS-TOTAL TRANSPORT</b>	457	537	555	631	596	494	406	388	398	399	394	2 947	2 936	5 883	
<b>INVENTAIRES RETRAITS</b>																
36	Union Gas	15	15	101	95	75	8	0	0	0	0	2	296	17	312	
37	LSR (DaQ) **	2	2	1	2	3	1	1	1	1	1	1	9	7	16	
38	Pointe-du-Lac **	0	0	2	8	9	1	0	0	0	0	0	21	0	22	
39	Saint-Flavien **	0	0	28	43	31	19	0	0	0	0	0	120	0	120	
40	Échanges de gaz	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
41	<b>SOUS-TOTAL RETRAITS &amp; ÉCHANGES</b>	17	17	133	149	119	29	1	1	1	1	3	446	24	470	
42	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT</b>	473	553	688	780	715	657	495	407	389	399	400	3 393	2 959	6 353	
43	<b>INTERRUPTIONS BRUTES</b>	0	0	-1	-10	-8	-1	0	0	0	0	0	-19	0	-19	

\* Incluant la demande des clients qui fournissent leur propre service de transport



CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS  
TRANSPORT

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux Année 2017 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (3)	Échéance (4)	Débit quotidien		Modalité de renouvellement (10)	Notes (11)	Coût unitaires *		Coût totaux		Fonctionnalisation			
				2016-10-01 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2016-11-01 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)			\$/GJ (12)	€/m <sup>3</sup> (13)	Fixes 000 \$ (14)	Variables 000 \$ (15)	Transport 000 \$ (16)	É - Pointe 000 \$ (17)	É - Espace 000 \$ (18)	
1	Empress-GMIT EDA	1 174	2022-10-31	4 751	2 581	1	A	2,189	8,293						
2			2016-10-31	3 431		2	B	2,189	8,293						
3			2016-10-31	825		2	C	2,189	8,293						
4			2016-10-31	1 064		2		2,189	8,293						
5			<i>Sous-total</i>			10 070	2 581				97 024	0	97 024	0	0
6	Tierce partie	42	2016-10-31	528		2									
7			2016-10-31	557		2									
8			2016-10-31	264		2									
9			<i>Sous-total</i>			1 349					3 662	0	3 662	0	0
10	Empress-GMIT NDA	148	2017-10-31	327	264	1	D	1,592	6,031						
11			2017-10-31	129	129	1	E	1,592	6,031						
12			2016-10-31	82		2	B	1,592	6,031						
13			<i>Sous-total</i>			538	393				8 923	0	8 923	0	0
14	Dawn-GMIT EDA	1 060	2022-10-31	1 320	1 320	1		0,872	3,304						
15			2022-10-31	528	528	1		0,872	3,304						
16			2022-10-31	1 056	1 056	1		0,872	3,304						
17			<i>Sous-total</i>			2 903	2 903				35 008	489	0	0	35 497
18			Tierce partie	790	2023-10-31	2 164	2 164	5	F						
19	<i>Sous-total</i>					2 164									
20	Parkway-GMIT EDA	2 082	2022-10-31	3 313	3 313	1		0,676	2,561						
21			2022-10-31	676	676	1		0,676	2,561						
22			2022-10-31	1 188	1 188	1		0,676	2,561						
23			2022-10-31	528	528	1		0,676	2,561						
24			<i>Sous-total</i>			5 705	5 705				53 325	996	0	35 526	18 795
25	TCPL (STS)	3 999	2022-10-31	1 715	1 715	1		0,676	2,561						
26			2031-10-31	n/a	6 312	1	G	0,676	2,561						
27			2031-10-31	n/a	1 029	1	H	0,676	2,561						
28			2031-10-31	n/a	515	1	I	0,676	2,561						
29			2031-10-31	n/a	2 243	1	J	0,676	2,561						
30			<i>Sous-total</i>			1 715	11 814				103 038	6 795	101 346	0	8 487
31	Parkway-GMIT NDA	TCPL (FTSH)	135	2030-10-31	n/a	405	1	L	0,559	2,118	2 653	0	2 475	0	178
32	Dawn-Parkway	6 506	2019-03-31	1 381	1 381	3		0,095	0,359						
33			2019-03-31	605	605	3		0,095	0,359	Parkway	Parkway	Parkway	Parkway	Parkway	
34			2019-03-31	2 342	2 342	3		0,095	0,359	15 783	4 704	18 745	0	1 742	
35			2019-03-31	924	924	3		0,095	0,359						
36			2027-10-31	1 715	1 715	3		0,095	0,359						
37			2018-10-31	555	555	3		0,095	0,359						
38			2025-10-31	6 803	6 803	3	M	0,095	0,359	STS	STS	STS	STS	STS	
39			2031-10-31	0	1 043	3	N	0,095	0,359	7 611	763	0	5 477	2 898	
40			2031-10-31	0	521	3	O	0,095	0,359						
41			2031-10-31	0	2 261	3	P	0,095	0,359						
42			<i>Sous-total</i>			14 325	18 151				23 394	5 467	18 745	5 477	4 639
43	Parkway-Dawn	Union (C1)	963	2019-03-31	2 639	2 639	3		0,021	0,080	863	0	0	564	299

\* Tarif de TCPL, Union Gas ou prix fixe convenu avec les tiers sur le marché secondaire

**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EXISTANTS**  
**TRANSPORT**

Segment (1)	Transporteur (service) (2)	Débits totaux Année 2017 (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /an) (3)	Échéance (4)	Débit quotidien		Modalité de renouvellement (10)	Notes (11)	Coût unitaires *		Coût totaux		Fonctionnalisation		
				2016-10-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (5)	2016-11-01 (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /jour) (6)			Coût unitaires *		Fixes	Variables	Transport	É - Pointe	É - Espace
				\$/GJ (12)	¢/m <sup>3</sup> (13)			000 \$ (14)	000 \$ (15)	000 \$ (16)	000 \$ (17)	000 \$ (18)		

**MODALITÉ DE RENOUELEMENT**

1. Droit de renouvellement annuel avec préavis de 2 ans
2. Pas de modalité de renouvellement
3. Préavis de 2 ans pour ne pas renouveler, sinon renouvellement automatique pour 1 an
4. Droit de prolongation avec préavis de 3 ans ou suite à une demande de prolongation de contrat de TCPL
5. Droit de prolongation d'un an à l'échéance du contrat

**NOTE**

- A. Capacité de 2 169 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2016 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles  
Capacité de 655 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2017 seront disponibles
- B. Possibilité d'extension jusqu'au 31/10/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles
- C. Possibilité d'extension jusqu'au 31/10/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2016 seront disponibles
- D. Capacité de 63 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2016 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2015 seront disponibles
- E. Capacité de 77 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j décontractée au 1/11/2017 ou lorsque les capacités additionnelles prévues au 1/11/2017 seront disponibles
- F. Capacité de 1 056 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j livrée à Parkway du 1er avril au 31 octobre. Cette modalité prend fin le 1/04/2018 mais peut être prolongée annuellement
- G. "Precedent agreement" avec TCPL, 6 312 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif initialement au 1/11/2015 mais reporté
- H. "Precedent agreement" avec TCPL, 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- I. "Precedent agreement" avec TCPL, 515 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- J. "Precedent agreement" avec TCPL, 2 243 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- L. "Precedent agreement" avec TCPL, 405 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif initialement au 1/11/2015 mais reporté
- M. "Precedent agreement" avec Union Gas, 6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2015
- N. "Precedent agreement" avec Union Gas, 1 043 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- O. "Precedent agreement" avec Union Gas, 521 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016
- P. "Precedent agreement" avec Union Gas, 2 261 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/j effectif au 1/11/2016



Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution  
pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2017

No de ligne	Description	Coûts (000\$) (1)	Volume 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	Volumes référencés sur GM-2, Doc. 1, annexe 6, p. 1	Coût moyen ¢/m <sup>3</sup> (3)	Coûts référencés sur GM-14, doc. 1, annexe Question 8.1, p. 1, col. 16
1	<b>TRANSPORT</b>				(1)/(2)	
2	<b>Transport LH</b>					
3	- Service ferme - Tarif TCPL	92 333 \$	1 158 792	I. 17 + I. 21	7,9680	I. 5 + I. 13
4	- Service ferme - Marché secondaire	3 662 \$	41 809	I. 18	8,7594	I. 9
5	- Fuel de compression LH	5 654 \$	-		-	
6	- Crédits de compression	102 \$	-		-	
7	- Frais de livraison à Empress	(579) \$ <sup>(2)</sup>	-		-	
8	- Coût du transport sur les achats de gaz naturel à Empress	(24 883) \$ <sup>(3)</sup>	-		-	
9	- Transport - Champion Pipeline	3 933 \$	-		-	
10		<u>80 222 \$</u>	<u>1 200 600</u>		<u>6,6818</u>	
11	<b>Transport SH</b>					
12	- Service ferme - SH Dawn	25 172 \$	-		-	I. 17 + I. 18
13	- Service ferme - SH Parkway	121 823 \$	-		-	I. 30 + I. 31 + I. 34
14	- Service ferme - SH STS	- \$	-		-	I. 24 + I. 39
15	- Union coûts échoués M12	743 \$ <sup>(4)</sup>	-		-	inclus à I. 34
16	- Crédits de livraison à Dawn	730 \$ <sup>(2)</sup>	-		-	
17	- Coût du transport sur les achats de gaz naturel à Dawn	1 061 \$ <sup>(5)</sup>	35 181	I. 25	-	
18	- Volumes pour les achats à Dawn	- \$ <sup>(6)</sup>	1 198 516	I. 25	-	
19	- Volumes livrés par les clients à Dawn	- \$	3 261 913	I. 26	-	
20		<u>149 529 \$</u>	<u>4 495 609</u>		<u>3,3261</u>	
21	<b>Transport en franchise</b>					
22	- Coût du transport sur les achats de gaz naturel en franchise	59 \$ <sup>(7)</sup>	1 671	I. 23	-	
23		<u>59 \$</u>	<u>1 671</u>		<u>3,5248</u>	
24	<b>Autres capacités de transport</b>					
25	- Gaz d'appoint concurrence	644 \$	8 000	I. 20	8,0510	
26		<u>644 \$</u>	<u>8 000</u>		<u>8,0510</u>	
27	<b>Variation d'inventaire</b>					
28	- Solde au début	40 434 \$	523 239		7,7277	
29	- Solde à la fin	(23 372) \$	(523 239)		4,4668	
30		<u>17 062 \$</u>	<u>(0)</u>	I. 15 - I. 35	-	
31	<b>Optimisation du transport</b>					
32	- Revenus de la vente de FTLH non utilisé	(1 530) \$	(53 127) <sup>(8)</sup>		2,8796	
33	- Coûts de la vente de FTLH non utilisé	4 423 \$	53 127 <sup>(8)</sup>		8,3261	I. 5 + I. 13
34	- Revenus de la vente de FTLH a priori	(13 928) \$	(110 391) <sup>(8)</sup>		12,6174	
35	- Coûts de la vente de FTLH a priori	9 191 \$	110 391 <sup>(8)</sup>		8,3261	I. 5 + I. 13
36	- Transfert du gain (perte) sur les ventes de transport excédentaire	2 421 \$	-		-	
37		<u>577 \$</u>	<u>-</u>		<u>-</u>	
38	<b>Autres frais</b>					
39	- Gaz utilisé dans les opérations	(4 721) \$	(103 857)	I. 6 + I. 7 - I. 24	4,5461	
40	- Gaz perdu	(1 971) \$	(41 833)	I. 6 + I. 7 - I. 24	4,7122	
41	- Ajustements d'inventaire	10 536 \$	-		-	
42	- Ajustements d'inventaire au 1 <sup>er</sup> novembre	(17 267) \$ <sup>(9)</sup>	-		-	
43	- Revenus financiers sur outils de transport	- \$	-		-	
44		<u>234 668 \$</u>	<u>5 560 192</u>		<u>4,2205</u>	
45	Transporté par le client	- \$	121 972	I. 19 + I. 27	-	
46	Ventes de GNL ajustées à une valeur calorifique de 37,89	- \$	(14 483) <sup>(10)</sup>		-	
47	<b>Transport pour la daQ (T)</b>	<u>234 668 \$</u>	<u>5 667 681</u> <sup>(1)</sup>			

(1) Conciliation des volumes transportés

Selon Gaz-Métro-8, Doc. 8, p. 1		Selon Gaz-Métro-2, Doc. 1, annexe 6, p. 1	
Volumes transportés pour la daQ (I. 47)	5 668	Volumes - Approvisionnement (I. 29)	5 883
Volumes transportés pour le client GNL (I. 46)	14	Volumes - Gaz perdu, usage de la compagnie (I. 6)	(47)
		Volumes - Compression (I. 7)	(153)
Total des volumes transportés	<u>5 682</u>	Total des volumes transportés	<u>5 682</u>

(2) D-2014-122

(3) Gaz Métro-8, Doc. 8, p. 4, I. 7 (pour les mois de novembre 2016 à septembre 2017 considérant un prix de référence de la fourniture à Dawn)

(4) Gaz Métro-2, Doc. 1, p. 86, I. 18

(5) Gaz Métro-8, Doc. 8, p. 4, I. 15 (pour le mois d'octobre considérant un prix de référence de la fourniture à Empress)

(6) Gaz Métro-8, Doc. 8, p. 4, I. 15 (pour les mois de novembre 2016 à septembre 2017, dont aucun coût n'est fonctionnalisé au transport, considérant un prix de référence de la fourniture à Dawn)

(7) Gaz Métro-8, Doc. 8, p. 4, I. 22

(8) Gaz Métro-2, Doc. 1, p. 102 et p. 103

(9) Effet de la revalorisation des inventaires au 1<sup>er</sup> novembre reflétant la baisse du coût moyen du service de transport considérant le déplacement de la structure d'approvisionnement à Dawn

(10) Le client GM GNL utilisera le train de liquéfaction #1 durant la période de rodage du train de liquéfaction #2. Ainsi, le traitement réglementaire qui s'appliquait lors des années antérieures sera maintenu pour les volumes reliés à l'utilisation du train #1 de liquéfaction.

Coût annuel du transport, de l'équilibrage et de la distribution  
pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 2017

No de ligne	Description	Ratio		Coûts en (000 \$)		
		Espace	Pointe	Espace	Pointe	Total
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	<b>ÉQUILIBRAGE</b>					
2	<b>Frais d'entreposage</b>					
3	- Gaz d'entreposage souterrain à Dawn	45,0%	55,0%	4 752 \$	5 808 \$	10 560 \$
4	- Usine de LSR	0,0%	100,0%	- \$	7 795 \$	7 795 \$
5	- Gaz d'entreposage souterrain-PDL	7,1%	92,9%	354 \$	4 630 \$	4 984 \$
6	- Gaz d'entreposage souterrain-St-Flavien	100,0%	0,0%	13 066 \$	- \$	13 066 \$
7				18 172 \$	18 233 \$	36 406 \$
8	<b>Frais de transport</b>					
9	- Service STS - Dawn/Parkway/Franchise	34,6%	65,4%	21 991 \$	41 567 \$	63 559 \$
10	- Service SH - Dawn/Franchise	100,0%	0,0%	35 497 \$	- \$	35 497 \$
11	- Service SH - Dawn/Parkway/Franchise	100,0%	0,0%	10 406 \$	- \$	10 406 \$
12	- Coût d'équilibrage sur les achats de gaz naturel à Dawn	95,2%	4,8%	- \$	- \$	- \$ <sup>(1)</sup>
13	- Vente d'outils de transport SH <i>a priori</i>	100,0%	0,0%	(17 259) \$	- \$	(17 259) \$ <sup>(2)</sup>
14				50 636 \$	41 568 \$	92 203 \$
15	<b>Optimisation des outils d'équilibrage</b>					
16	- Revenus de prêt d'espace	100,0%	0,0%	- \$	- \$	- \$
17	- Revenus d'échange et cessions d'optimisation	100,0%	0,0%	- \$	- \$	- \$
18	- Transfert de la perte (gain) sur les ventes de transport excédentaire	100,0%	0,0%	(2 421) \$	- \$	(2 421) \$
19				(2 421) \$	- \$	(2 421) \$
20	<b>Amortissement des frais reportés</b>					
21	- Transport gaz coussin	100,0%	0,0%	174 \$	- \$	174 \$
22				174 \$	- \$	174 \$
23	<b>Équilibrage</b>			<b>66 561 \$</b>	<b>59 801 \$</b>	<b>126 362 \$</b>

Coûts référencés sur GM-14, doc. 1, annexe Question #8.1, p. 1, col. 17-18

l. 24 + l. 39 + l. 43

l. 17 + l. 18

l. 30 + l. 31 + l. 34

24 <sup>(1)</sup> Gaz Métro-8, Doc. 8, p. 4, l. 26.

25 <sup>(2)</sup> Gaz Métro-2, Doc. 1, p. 103, l. 4.

**SITES D'ENTREPOSAGE  
INVENTAIRES PRÉVUS EN DÉBUT DE MOIS (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)**

	<b>Union Gas</b>	<b>LSR - DaQ</b>	<b>Pointe-du-Lac *</b>	<b>St-Flavien</b>
<b>01-oct-16</b>	343 758	46 643	20 885	101 953
<b>01-nov-16</b>	328 570	54 749	22 760	117 473
<b>01-déc-16</b>	313 244	54 749	22 760	120 317
<b>01-janv-17</b>	216 029	53 931	20 622	92 644
<b>01-févr-17</b>	126 339	51 539	19 065	49 971
<b>01-mars-17</b>	52 974	48 695	20 187	18 579
<b>01-avr-17</b>	45 056	47 877	20 885	0
<b>01-mai-17</b>	57 782	47 085	20 885	0
<b>01-juin-17</b>	98 347	46 267	20 885	27 071
<b>01-juil-17</b>	152 178	45 475	20 885	47 730
<b>01-août-17</b>	220 715	44 657	20 885	67 472
<b>01-sept-17</b>	289 349	43 839	20 885	87 839

\*Inventaire excluant le gaz coussin



Possibilité de prêt d'espace à l'entreposage de Union Gas - Plan 2016-2017

	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
02-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
03-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
04-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
05-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
06-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
07-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
08-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
09-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
10-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
11-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
12-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
13-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
14-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
15-oct-16	-	-	343 758	-	-	-	-	-	-	343 758
16-oct-16	-	475	343 281	-	-	-	-	475	3	343 281
17-oct-16	-	839	342 437	-	-	-	-	839	5	342 437
18-oct-16	-	1 058	341 372	-	-	-	-	1 058	6	341 372
19-oct-16	-	463	340 907	-	-	-	-	463	3	340 907
20-oct-16	-	627	340 276	-	-	-	-	627	4	340 276
21-oct-16	-	1 058	339 212	-	-	-	-	1 058	6	339 212
22-oct-16	-	1 058	338 148	-	-	-	-	1 058	6	338 148
23-oct-16	-	1 058	337 084	-	-	-	-	1 058	6	337 084
24-oct-16	-	1 058	336 019	-	-	-	-	1 058	6	336 019
25-oct-16	-	1 058	334 955	-	-	-	-	1 058	6	334 955
26-oct-16	-	1 058	333 891	-	-	-	-	1 058	6	333 891
27-oct-16	-	1 058	332 827	-	-	-	-	1 058	6	332 827
28-oct-16	-	1 058	331 762	-	-	-	-	1 058	6	331 762
29-oct-16	-	1 058	330 698	-	-	-	-	1 058	6	330 698
30-oct-16	-	1 058	329 634	-	-	-	-	1 058	6	329 634
31-oct-16	-	1 058	328 570	-	-	-	-	1 058	6	328 570
01-nov-16	-	-	328 570	-	-	-	-	-	-	328 570
02-nov-16	-	-	328 570	-	-	-	-	-	-	328 570
03-nov-16	-	-	328 570	-	-	-	-	-	-	328 570
04-nov-16	-	345	328 223	-	-	-	-	345	2	328 223
05-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
06-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
07-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
08-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
09-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
10-nov-16	-	-	328 223	-	-	-	-	-	-	328 223
11-nov-16	-	339	327 883	-	-	-	-	339	2	327 883
12-nov-16	-	303	327 579	-	-	-	-	303	2	327 579
13-nov-16	-	-	327 579	-	-	-	-	-	-	327 579
14-nov-16	-	-	327 579	-	-	-	-	-	-	327 579
15-nov-16	-	-	327 579	-	-	-	-	-	-	327 579
16-nov-16	-	-	327 579	-	-	-	-	-	-	327 579
17-nov-16	-	813	326 761	-	-	-	-	813	5	326 761
18-nov-16	-	1 065	325 690	-	-	-	-	1 065	6	325 690
19-nov-16	-	730	324 955	-	-	-	-	730	4	324 955
20-nov-16	-	994	323 955	-	-	-	-	994	6	323 955
21-nov-16	-	1 065	322 884	-	-	-	-	1 065	6	322 884
22-nov-16	-	1 065	321 813	-	-	-	-	1 065	6	321 813
23-nov-16	-	1 065	320 742	-	-	-	-	1 065	6	320 742
24-nov-16	-	1 065	319 671	-	-	-	-	1 065	6	319 671
25-nov-16	-	1 065	318 600	-	-	-	-	1 065	6	318 600
26-nov-16	-	1 065	317 529	-	-	-	-	1 065	6	317 529
27-nov-16	-	1 065	316 457	-	-	-	-	1 065	6	316 457
28-nov-16	-	1 065	315 386	-	-	-	-	1 065	6	315 386
29-nov-16	-	1 065	314 315	-	-	-	-	1 065	6	314 315
30-nov-16	-	1 065	313 244	-	-	-	-	1 065	6	313 244

	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-déc-16	842	-	314 086	1 847	-	1 847	2 690	-	-	315 934
02-déc-16	447	-	314 533	1 847	-	3 695	2 295	-	-	318 228
03-déc-16	696	-	315 229	1 847	-	5 542	2 543	-	-	320 772
04-déc-16	2 107	-	317 336	1 847	-	7 390	3 954	-	-	324 726
05-déc-16	83	-	317 420	1 847	-	9 237	1 931	-	-	326 657
06-déc-16	-	719	316 697	1 847	-	11 085	1 129	-	4	327 782
07-déc-16	-	3 235	313 443	1 847	-	12 932	-	1 388	19	326 375
08-déc-16	-	5 566	307 843	1 847	-	14 780	-	3 719	33	322 623
09-déc-16	-	2 603	305 225	1 847	-	16 627	-	756	16	321 852
10-déc-16	-	509	304 713	1 847	-	18 475	1 338	-	3	323 187
11-déc-16	-	945	303 762	1 847	-	20 322	903	-	6	324 084
12-déc-16	-	2 803	300 943	1 847	-	22 169	-	955	17	323 113
13-déc-16	-	4 490	296 426	1 847	-	24 017	-	2 643	27	320 443
14-déc-16	-	3 620	292 784	1 847	-	25 864	-	1 773	22	318 648
15-déc-16	-	4 404	288 354	1 847	-	27 712	-	2 556	26	316 066
16-déc-16	-	5 364	282 958	1 847	-	29 559	-	3 516	32	312 517
17-déc-16	-	4 055	278 878	1 847	-	31 407	-	2 208	24	310 285
18-déc-16	-	4 869	273 980	1 847	-	33 254	-	3 022	29	307 234
19-déc-16	-	5 566	268 381	1 847	-	35 102	-	3 719	33	303 482
20-déc-16	-	5 566	262 781	1 847	-	36 949	-	3 719	33	299 730
21-déc-16	-	5 566	257 181	1 847	-	38 797	-	3 719	33	295 978
22-déc-16	-	2 588	254 578	1 847	-	40 644	-	740	15	295 222
23-déc-16	-	1 541	253 028	1 847	-	42 491	306	-	9	295 519
24-déc-16	-	3 673	249 333	1 847	-	44 339	-	1 825	22	293 672
25-déc-16	-	5 566	243 733	1 847	-	46 186	-	3 719	33	289 920
26-déc-16	-	4 788	238 917	1 847	-	48 034	-	2 940	29	286 951
27-déc-16	-	3 058	235 840	1 847	-	49 881	-	1 211	18	285 722
28-déc-16	-	3 738	232 080	1 847	-	51 729	-	1 891	22	283 809
29-déc-16	-	5 566	226 480	1 847	-	53 576	-	3 719	33	280 056
30-déc-16	-	5 566	220 880	1 847	-	55 424	-	3 719	33	276 304
31-déc-16	-	4 823	216 029	1 847	-	57 271	-	2 976	29	273 300
01-janv-17	-	2 346	213 668	1 847	-	59 119	-	499	14	272 787
02-janv-17	-	4 792	208 847	1 847	-	60 966	-	2 945	29	269 813
03-janv-17	-	4 248	204 573	1 847	-	62 813	-	2 401	25	267 387
04-janv-17	1 220	-	205 793	1 847	-	64 661	3 067	-	-	270 454
05-janv-17	938	-	206 731	1 847	-	66 508	2 786	-	-	273 239
06-janv-17	101	-	206 832	1 847	-	68 356	1 948	-	-	275 188
07-janv-17	-	1 748	205 073	1 847	-	70 203	99	-	10	275 277
08-janv-17	-	463	204 607	1 847	-	72 051	1 384	-	3	276 658
09-janv-17	-	1 520	203 078	1 847	-	73 898	328	-	9	276 977
10-janv-17	-	1 882	201 185	1 847	-	75 746	-	35	11	276 931
11-janv-17	547	-	201 732	1 847	-	77 593	2 394	-	-	279 325
12-janv-17	2 444	-	204 176	1 847	-	79 440	4 292	-	-	283 616
13-janv-17	374	-	204 550	1 847	-	81 288	2 221	-	-	285 838
14-janv-17	-	3 997	200 529	1 847	-	83 135	-	2 150	24	283 664
15-janv-17	-	4 530	195 972	1 847	-	84 983	-	2 682	27	280 955
16-janv-17	-	4 792	191 151	1 847	-	86 830	-	2 945	29	277 981
17-janv-17	-	4 792	186 329	1 847	-	88 678	-	2 945	29	275 007
18-janv-17	-	2 012	184 305	1 847	-	90 525	-	165	12	274 830
19-janv-17	-	1 452	182 844	1 847	-	92 373	396	-	9	275 217
20-janv-17	-	4 792	178 023	1 847	-	94 220	-	2 945	29	272 243
21-janv-17	-	4 792	173 202	1 847	-	96 068	-	2 945	29	269 269
22-janv-17	-	4 792	168 381	1 847	-	97 915	-	2 945	29	266 296
23-janv-17	-	4 792	163 559	1 847	-	99 762	-	2 945	29	263 322
24-janv-17	-	4 792	158 738	1 847	-	101 610	-	2 945	29	260 348
25-janv-17	-	4 792	153 917	1 847	-	103 457	-	2 945	29	257 374
26-janv-17	-	4 792	149 096	1 847	-	105 305	-	2 945	29	254 400
27-janv-17	-	4 792	144 274	1 847	-	107 152	-	2 945	29	251 427
28-janv-17	-	4 601	139 646	1 847	-	109 000	-	2 753	28	248 646
29-janv-17	-	4 267	135 353	1 847	-	110 847	-	2 420	26	246 200
30-janv-17	-	4 332	130 995	1 847	-	112 695	-	2 485	26	243 689
31-janv-17	-	4 628	126 339	1 847	-	114 542	-	2 780	28	240 881

	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-févr-17	-	3 959	122 356	-	-	114 542	-	3 959	24	236 898
02-févr-17	-	3 817	118 516	-	-	114 542	-	3 817	23	233 058
03-févr-17	-	2 874	115 625	-	-	114 542	-	2 874	17	230 167
04-févr-17	-	3 817	111 785	-	-	114 542	-	3 817	23	226 327
05-févr-17	-	3 817	107 945	-	-	114 542	-	3 817	23	222 487
06-févr-17	-	3 874	104 047	-	-	114 542	-	3 874	23	218 589
07-févr-17	-	3 959	100 064	-	-	114 542	-	3 959	24	214 606
08-févr-17	-	3 817	96 224	-	-	114 542	-	3 817	23	210 766
09-févr-17	-	3 851	92 350	-	-	114 542	-	3 851	23	206 892
10-févr-17	-	3 817	88 510	-	-	114 542	-	3 817	23	203 052
11-févr-17	-	3 817	84 670	-	-	114 542	-	3 817	23	199 212
12-févr-17	-	3 721	80 927	-	-	114 542	-	3 721	22	195 469
13-févr-17	-	3 721	77 183	-	-	114 542	-	3 721	22	191 725
14-févr-17	-	2 273	74 897	-	-	114 542	-	2 273	14	189 439
15-févr-17	-	3 721	71 153	-	-	114 542	-	3 721	22	185 695
16-févr-17	-	3 721	67 410	-	-	114 542	-	3 721	22	181 952
17-févr-17	-	3 721	63 666	-	-	114 542	-	3 721	22	178 208
18-févr-17	-	1 973	61 681	-	-	114 542	-	1 973	12	176 224
19-févr-17	-	396	61 283	-	-	114 542	-	396	2	175 825
20-févr-17	-	422	60 858	-	-	114 542	-	422	2	175 400
21-févr-17	642	-	61 500	-	-	114 542	642	-	-	176 043
22-févr-17	1 206	-	62 706	-	-	114 542	1 206	-	-	177 248
23-févr-17	-	2 034	60 660	-	-	114 542	-	2 034	12	175 202
24-févr-17	-	1 710	58 940	-	-	114 542	-	1 710	10	173 482
25-févr-17	-	380	58 558	-	-	114 542	-	380	2	173 100
26-févr-17	-	628	57 927	-	-	114 542	-	628	4	172 469
27-févr-17	-	1 638	56 279	-	-	114 542	-	1 638	10	170 821
28-févr-17	-	3 285	52 974	-	-	114 542	-	3 285	20	167 516
01-mars-17	-	343	52 629	-	1 847	112 695	-	2 191	2	165 324
02-mars-17	-	343	52 284	-	1 847	110 847	-	2 191	2	163 131
03-mars-17	-	343	51 939	-	1 847	109 000	-	2 191	2	160 938
04-mars-17	-	343	51 593	-	1 847	107 152	-	2 191	2	158 746
05-mars-17	-	343	51 248	-	1 847	105 305	-	2 191	2	156 553
06-mars-17	-	343	50 903	-	1 847	103 457	-	2 191	2	154 360
07-mars-17	120	-	51 023	-	1 847	101 610	-	1 727	-	152 633
08-mars-17	120	-	51 144	-	1 847	99 762	-	1 727	-	150 906
09-mars-17	120	-	51 264	-	1 847	97 915	-	1 727	-	149 179
10-mars-17	-	343	50 919	-	1 847	96 068	-	2 191	2	146 986
11-mars-17	118	-	51 037	-	1 847	94 220	-	1 729	-	145 257
12-mars-17	-	146	50 890	-	1 847	92 373	-	1 994	1	143 262
13-mars-17	-	8	50 881	-	1 847	90 525	-	1 856	0	141 406
14-mars-17	-	343	50 536	-	1 847	88 678	-	2 191	2	139 214
15-mars-17	-	343	50 191	-	1 847	86 830	-	2 191	2	137 021
16-mars-17	-	343	49 846	-	1 847	84 983	-	2 191	2	134 828
17-mars-17	-	343	49 500	-	1 847	83 135	-	2 191	2	132 636
18-mars-17	-	343	49 155	-	1 847	81 288	-	2 191	2	130 443
19-mars-17	-	343	48 810	-	1 847	79 440	-	2 191	2	128 251
20-mars-17	-	343	48 465	-	1 847	77 593	-	2 191	2	126 058
21-mars-17	-	343	48 120	-	1 847	75 746	-	2 191	2	123 865
22-mars-17	-	343	47 775	-	1 847	73 898	-	2 191	2	121 673
23-mars-17	-	343	47 430	-	1 847	72 051	-	2 191	2	119 480
24-mars-17	-	316	47 111	-	1 847	70 203	-	2 164	2	117 315
25-mars-17	-	292	46 818	-	1 847	68 356	-	2 139	2	115 174
26-mars-17	-	292	46 524	-	1 847	66 508	-	2 139	2	113 033
27-mars-17	-	292	46 231	-	1 847	64 661	-	2 139	2	110 891
28-mars-17	-	292	45 937	-	1 847	62 813	-	2 139	2	108 750
29-mars-17	-	292	45 643	-	1 847	60 966	-	2 139	2	106 609
30-mars-17	-	292	45 350	-	1 847	59 119	-	2 139	2	104 468
31-mars-17	-	292	45 056	-	1 847	57 271	-	2 139	2	102 327

	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
02-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
03-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
04-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
05-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
06-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
07-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
08-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
09-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
10-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
11-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
12-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
13-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
14-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
15-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
16-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
17-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
18-avr-17	-	-	45 056	-	-	57 271	-	-	-	102 327
19-avr-17	1 799	-	46 856	-	-	57 271	1 799	-	-	104 127
20-avr-17	1 880	-	48 735	-	-	57 271	1 880	-	-	106 006
21-avr-17	834	-	49 570	-	-	57 271	834	-	-	106 841
22-avr-17	1 132	-	50 701	-	-	57 271	1 132	-	-	107 972
23-avr-17	-	-	50 701	-	-	57 271	-	-	-	107 972
24-avr-17	226	-	50 927	-	-	57 271	226	-	-	108 198
25-avr-17	98	-	51 026	-	-	57 271	98	-	-	108 297
26-avr-17	671	-	51 697	-	-	57 271	671	-	-	108 968
27-avr-17	1 520	-	53 217	-	-	57 271	1 520	-	-	110 488
28-avr-17	991	-	54 208	-	-	57 271	991	-	-	111 479
29-avr-17	1 622	-	55 830	-	-	57 271	1 622	-	-	113 101
30-avr-17	1 951	-	57 782	-	-	57 271	1 951	-	-	115 053
01-mai-17	-	-	57 782	-	-	57 271	-	-	-	115 053
02-mai-17	-	-	57 782	-	-	57 271	-	-	-	115 053
03-mai-17	-	-	57 782	-	-	57 271	-	-	-	115 053
04-mai-17	441	-	58 223	-	-	57 271	441	-	-	115 494
05-mai-17	-	-	58 223	-	-	57 271	-	-	-	115 494
06-mai-17	-	-	58 223	-	-	57 271	-	-	-	115 494
07-mai-17	1 209	-	59 431	-	-	57 271	1 209	-	-	116 702
08-mai-17	1 543	-	60 975	-	-	57 271	1 543	-	-	118 246
09-mai-17	1 261	-	62 236	-	-	57 271	1 261	-	-	119 507
10-mai-17	1 268	-	63 504	-	-	57 271	1 268	-	-	120 775
11-mai-17	1 534	-	65 038	-	-	57 271	1 534	-	-	122 309
12-mai-17	-	-	65 038	-	-	57 271	-	-	-	122 309
13-mai-17	902	-	65 940	-	-	57 271	902	-	-	123 212
14-mai-17	1 528	-	67 468	-	-	57 271	1 528	-	-	124 739
15-mai-17	1 829	-	69 298	-	-	57 271	1 829	-	-	126 569
16-mai-17	1 548	-	70 846	-	-	57 271	1 548	-	-	128 117
17-mai-17	967	-	71 813	-	-	57 271	967	-	-	129 084
18-mai-17	1 671	-	73 484	-	-	57 271	1 671	-	-	130 755
19-mai-17	1 907	-	75 391	-	-	57 271	1 907	-	-	132 662
20-mai-17	1 755	-	77 146	-	-	57 271	1 755	-	-	134 417
21-mai-17	1 817	-	78 964	-	-	57 271	1 817	-	-	136 235
22-mai-17	1 771	-	80 735	-	-	57 271	1 771	-	-	138 006
23-mai-17	1 957	-	82 693	-	-	57 271	1 957	-	-	139 964
24-mai-17	1 974	-	84 666	-	-	57 271	1 974	-	-	141 938
25-mai-17	1 876	-	86 542	-	-	57 271	1 876	-	-	143 813
26-mai-17	1 951	-	88 493	-	-	57 271	1 951	-	-	145 764
27-mai-17	1 980	-	90 473	-	-	57 271	1 980	-	-	147 744
28-mai-17	1 991	-	92 463	-	-	57 271	1 991	-	-	149 734
29-mai-17	1 984	-	94 448	-	-	57 271	1 984	-	-	151 719
30-mai-17	1 946	-	96 393	-	-	57 271	1 946	-	-	153 664
31-mai-17	1 953	-	98 347	-	-	57 271	1 953	-	-	155 618



	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-juin-17	1 539	-	99 886	-	1 320	55 951	220	-	-	155 837
02-juin-17	967	-	100 853	-	1 320	54 632	-	353	-	155 484
03-juin-17	1 571	-	102 424	-	1 320	53 312	251	-	-	155 736
04-juin-17	1 843	-	104 267	-	1 320	51 993	523	-	-	156 259
05-juin-17	1 840	-	106 107	-	1 320	50 673	520	-	-	156 780
06-juin-17	1 774	-	107 881	-	1 320	49 353	454	-	-	157 234
07-juin-17	1 889	-	109 770	-	1 320	48 034	570	-	-	157 804
08-juin-17	2 771	-	112 541	-	1 320	46 714	1 451	-	-	159 255
09-juin-17	2 751	-	115 292	-	1 320	45 395	1 432	-	-	160 687
10-juin-17	2 679	-	117 971	-	1 320	44 075	1 359	-	-	162 046
11-juin-17	2 747	-	120 718	-	1 320	42 755	1 427	-	-	163 473
12-juin-17	1 977	-	122 695	-	1 320	41 436	658	-	-	164 131
13-juin-17	1 981	-	124 676	-	1 320	40 116	661	-	-	164 792
14-juin-17	1 981	-	126 656	-	1 320	38 797	661	-	-	165 453
15-juin-17	1 929	-	128 585	-	1 320	37 477	609	-	-	166 062
16-juin-17	1 557	-	130 142	-	1 320	36 157	237	-	-	166 299
17-juin-17	1 565	-	131 707	-	1 320	34 838	246	-	-	166 545
18-juin-17	1 571	-	133 278	-	1 320	33 518	251	-	-	166 796
19-juin-17	1 574	-	134 852	-	1 320	32 198	254	-	-	167 051
20-juin-17	1 575	-	136 427	-	1 320	30 879	255	-	-	167 306
21-juin-17	1 575	-	138 002	-	1 320	29 559	256	-	-	167 562
22-juin-17	1 575	-	139 577	-	1 320	28 240	255	-	-	167 817
23-juin-17	1 575	-	141 152	-	1 320	26 920	256	-	-	168 072
24-juin-17	1 575	-	142 728	-	1 320	25 600	256	-	-	168 328
25-juin-17	1 575	-	144 303	-	1 320	24 281	256	-	-	168 584
26-juin-17	1 575	-	145 878	-	1 320	22 961	256	-	-	168 839
27-juin-17	1 575	-	147 453	-	1 320	21 642	256	-	-	169 095
28-juin-17	1 575	-	149 029	-	1 320	20 322	256	-	-	169 351
29-juin-17	1 575	-	150 604	-	1 320	19 002	256	-	-	169 606
30-juin-17	1 574	-	152 178	-	1 320	17 683	255	-	-	169 861
01-juil-17	1 992	-	154 170	-	570	17 112	1 422	-	-	171 283
02-juil-17	2 008	-	156 178	-	570	16 542	1 438	-	-	172 720
03-juil-17	2 035	-	158 214	-	570	15 972	1 465	-	-	174 185
04-juil-17	2 039	-	160 253	-	570	15 401	1 469	-	-	175 654
05-juil-17	2 039	-	162 292	-	570	14 831	1 469	-	-	177 122
06-juil-17	2 039	-	164 331	-	570	14 260	1 469	-	-	178 591
07-juil-17	2 039	-	166 370	-	570	13 690	1 469	-	-	180 060
08-juil-17	2 101	-	168 470	-	570	13 119	1 530	-	-	181 590
09-juil-17	2 101	-	170 571	-	570	12 549	1 530	-	-	183 120
10-juil-17	2 100	-	172 670	-	570	11 979	1 529	-	-	184 649
11-juil-17	2 100	-	174 771	-	570	11 408	1 530	-	-	186 179
12-juil-17	2 101	-	176 871	-	570	10 838	1 530	-	-	187 709
13-juil-17	2 101	-	178 972	-	570	10 267	1 530	-	-	189 239
14-juil-17	2 100	-	181 072	-	570	9 697	1 530	-	-	190 769
15-juil-17	2 090	-	183 162	-	570	9 127	1 519	-	-	192 288
16-juil-17	2 099	-	185 260	-	570	8 556	1 528	-	-	193 817
17-juil-17	2 101	-	187 361	-	570	7 986	1 530	-	-	195 347
18-juil-17	2 101	-	189 461	-	570	7 415	1 530	-	-	196 877
19-juil-17	2 101	-	191 562	-	570	6 845	1 530	-	-	198 407
20-juil-17	2 101	-	193 662	-	570	6 275	1 530	-	-	199 937
21-juil-17	2 101	-	195 763	-	570	5 704	1 530	-	-	201 467
22-juil-17	2 101	-	197 863	-	570	5 134	1 530	-	-	202 997
23-juil-17	2 124	-	199 988	-	570	4 563	1 554	-	-	204 551
24-juil-17	2 218	-	202 206	-	570	3 993	1 648	-	-	206 199
25-juil-17	2 220	-	204 426	-	570	3 422	1 650	-	-	207 849
26-juil-17	2 220	-	206 646	-	570	2 852	1 650	-	-	209 498
27-juil-17	2 953	-	209 599	-	570	2 282	2 383	-	-	211 881
28-juil-17	2 953	-	212 553	-	570	1 711	2 383	-	-	214 264
29-juil-17	2 953	-	215 506	-	570	1 141	2 383	-	-	216 646
30-juil-17	2 953	-	218 459	-	570	570	2 383	-	-	219 029
31-juil-17	2 256	-	220 715	-	570	0	1 686	-	-	220 715

	Gaz Métro			Tiers			Mouvements nets			
	Injection	Retrait	Inventaire Gaz Métro	Injection	Retrait	Inventaire tiers	Injection	Retrait	Fuel retrait	Inventaire physique
01-août-17	2 206	-	222 921	-	-	0	2 206	-	-	222 921
02-août-17	2 206	-	225 126	-	-	0	2 206	-	-	225 126
03-août-17	2 206	-	227 332	-	-	0	2 206	-	-	227 332
04-août-17	2 206	-	229 537	-	-	0	2 206	-	-	229 537
05-août-17	2 206	-	231 743	-	-	0	2 206	-	-	231 743
06-août-17	2 206	-	233 948	-	-	0	2 206	-	-	233 948
07-août-17	2 206	-	236 154	-	-	0	2 206	-	-	236 154
08-août-17	2 206	-	238 359	-	-	0	2 206	-	-	238 359
09-août-17	2 206	-	240 565	-	-	0	2 206	-	-	240 565
10-août-17	2 206	-	242 771	-	-	0	2 206	-	-	242 771
11-août-17	2 206	-	244 976	-	-	0	2 206	-	-	244 976
12-août-17	2 206	-	247 182	-	-	0	2 206	-	-	247 182
13-août-17	2 206	-	249 387	-	-	0	2 206	-	-	249 387
14-août-17	2 206	-	251 593	-	-	0	2 206	-	-	251 593
15-août-17	2 206	-	253 798	-	-	0	2 206	-	-	253 798
16-août-17	2 206	-	256 004	-	-	0	2 206	-	-	256 004
17-août-17	2 206	-	258 209	-	-	0	2 206	-	-	258 209
18-août-17	2 197	-	260 407	-	-	0	2 197	-	-	260 407
19-août-17	2 242	-	262 649	-	-	0	2 242	-	-	262 649
20-août-17	2 228	-	264 876	-	-	0	2 228	-	-	264 876
21-août-17	2 255	-	267 131	-	-	0	2 255	-	-	267 131
22-août-17	2 265	-	269 396	-	-	0	2 265	-	-	269 396
23-août-17	2 099	-	271 495	-	-	0	2 099	-	-	271 495
24-août-17	2 226	-	273 721	-	-	0	2 226	-	-	273 721
25-août-17	2 263	-	275 984	-	-	0	2 263	-	-	275 984
26-août-17	2 266	-	278 250	-	-	0	2 266	-	-	278 250
27-août-17	2 192	-	280 441	-	-	0	2 192	-	-	280 441
28-août-17	2 254	-	282 695	-	-	0	2 254	-	-	282 695
29-août-17	2 266	-	284 961	-	-	0	2 266	-	-	284 961
30-août-17	2 143	-	287 105	-	-	0	2 143	-	-	287 105
31-août-17	2 244	-	289 349	-	-	0	2 244	-	-	289 349
01-sept-17	2 521	-	291 869	-	-	0	2 521	-	-	291 869
02-sept-17	2 521	-	294 390	-	-	0	2 521	-	-	294 390
03-sept-17	2 521	-	296 910	-	-	0	2 521	-	-	296 910
04-sept-17	2 521	-	299 431	-	-	0	2 521	-	-	299 431
05-sept-17	2 521	-	301 951	-	-	0	2 521	-	-	301 951
06-sept-17	2 521	-	304 472	-	-	0	2 521	-	-	304 472
07-sept-17	2 521	-	306 992	-	-	0	2 521	-	-	306 992
08-sept-17	2 521	-	309 513	-	-	0	2 521	-	-	309 513
09-sept-17	2 521	-	312 033	-	-	0	2 521	-	-	312 033
10-sept-17	2 521	-	314 554	-	-	0	2 521	-	-	314 554
11-sept-17	2 521	-	317 074	-	-	0	2 521	-	-	317 074
12-sept-17	2 521	-	319 595	-	-	0	2 521	-	-	319 595
13-sept-17	2 521	-	322 115	-	-	0	2 521	-	-	322 115
14-sept-17	2 457	-	324 572	-	-	0	2 457	-	-	324 572
15-sept-17	1 508	-	326 080	-	-	0	1 508	-	-	326 080
16-sept-17	1 287	-	327 367	-	-	0	1 287	-	-	327 367
17-sept-17	1 971	-	329 339	-	-	0	1 971	-	-	329 339
18-sept-17	971	-	330 309	-	-	0	971	-	-	330 309
19-sept-17	1 594	-	331 903	-	-	0	1 594	-	-	331 903
20-sept-17	1 736	-	333 639	-	-	0	1 736	-	-	333 639
21-sept-17	1 746	-	335 385	-	-	0	1 746	-	-	335 385
22-sept-17	1 424	-	336 809	-	-	0	1 424	-	-	336 809
23-sept-17	1 535	-	338 344	-	-	0	1 535	-	-	338 344
24-sept-17	1 672	-	340 016	-	-	0	1 672	-	-	340 016
25-sept-17	1 296	-	341 313	-	-	0	1 296	-	-	341 313
26-sept-17	1 586	-	342 899	-	-	0	1 586	-	-	342 899
27-sept-17	1 757	-	344 656	-	-	0	1 757	-	-	344 656
28-sept-17	774	-	345 430	-	-	0	774	-	-	345 430
29-sept-17	-	1 113	344 311	-	-	0	-	1 113	7	344 311
30-sept-17	-	549	343 758	-	-	0	-	549	3	343 758

**CETTE ANNEXE EST DÉPOSÉE  
SOUS PLI CONFIDENTIEL**



**TABLEAU 2 : DEMANDE RELATIVE À LA MODIFICATION DES TAUX APPLICABLE À LA ZONE NORD  
DU SERVICE DE TRANSPORT DU DISTRIBUTEUR  
TAUX AU 1<sup>er</sup> octobre 2016**

**VOLUMES - ZONE NORD**

	<b>Volume (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>
1 oct-16	11 492
2 nov-16	15 056
3 déc-16	16 846
4 janv-17	18 389
5 févr-17	17 090
6 mars-17	13 788
7 avr-17	13 643
8 mai-17	8 146
9 juin-17	9 583
10 juil-17	10 829
11 août-17	9 317
12 sept-17	9 380
13 Total	153 559
14 Vol. oct	11 492
15 Vol. nov à sept	142 068

**Prix Transport au 1<sup>er</sup> octobre 2016 et au 1<sup>er</sup> novembre 2016**

	$\phi/m^3$	Références
<b>MÉTHODE ACTUELLE</b>		
16 <b>Prix T du distributeur - zone Sud</b> (à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016)	<b>7,681</b>	Tableau 1, l.18
17 <b>Prix T du distributeur - zone Nord</b> (à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016)	<b>9,743</b>	Tableau 1, l.19
18 <b>Prix T du distributeur - zone Sud</b> (à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 2016)	<b>4,460</b>	Tableau 1, l.21
19 <b>Prix T du distributeur - zone Nord</b> (à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 2016)	<b>6,523</b>	Tableau 1, l.22
<b>MÉTHODE SELON L'HARMONISATION DES PRIX DES ZONES NORD ET SUD</b>		
20 <b>Prix T du distributeur - zone Sud</b> (ligne 16) (à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016)	<b>7,681</b>	
21 <b>Prix T du distributeur - zone Nord</b> (ligne 16) (à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2016)	<b>7,681</b>	
22 <b>Prix T du distributeur - zone Sud</b> (ligne 18) (à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 2016)	<b>4,460</b>	
23 <b>Prix T du distributeur - zone Nord</b> (ligne 18) (à compter du 1 <sup>er</sup> novembre 2016)	<b>4,460</b>	

**Estimation du compte de frais reportés au 30 septembre 2017**

24 Estimation du compte de frais reportés au 30 septembre 2016 (M\$) (Réponse à la question 31.1 de la Régie de l'énergie)	<b>-0,437</b>
25 Écart zone Nord vs zone Sud - octobre ( $\phi/m^3$ ) (ligne 21 - ligne 17)	<b>-2,063</b>
26 Volumes zone Nord - octobre (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (ligne 14)	<b>11 492</b>
27 Écart zone Nord vs zone Sud - nov à sept ( $\phi/m^3$ ) (ligne 23 - ligne 19)	<b>-2,063</b>
28 Volumes zone Nord - nov à sept (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> ) (ligne 15)	<b>142 068</b>
29 Intérêts - oct à sept 2017 (M\$)	<b>-0,129</b>
30 <b>Compte de frais reportés (M\$)</b> (ligne 24 + (ligne 25 x ligne 26) + (ligne 27 x ligne 28) + ligne 29)	<b>-3,734</b>



**TABLEAU 1 : CALCUL DES PRIX DE TRANSPORT POUR LES ZONES NORD ET SUD**  
**Budget 2016/2017**

<b>Prix Transport au 1<sup>er</sup> octobre 2016</b>				<b>Références</b>	
<b>Description</b>	<b>Volumes</b>	<b>Coûts</b>	<b>Tarif</b>	<b>Volumes</b>	<b>Coûts</b>
(1)	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> (2)	000 \$ (3)	¢/m <sup>3</sup> (4)	(5)	(6)
1 Coûts totaux de transport	5 545 709	275 189	4,962	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.16 + l.17 + l.18	Gaz Métro-8, Doc. 1, l.1 + l.8 + l.18
2 moins Revenus OMA - T		(577)			Gaz Métro-8, Doc. 7, l.19
3 moins Ajustement d'inventaire (variation prix CTI)		(10 536)			Gaz Métro-8, Doc. 7, l.23
4 moins Gaz d'appoint	(8 000)	(644)		Gaz Métro-8, Doc. 7, l.18	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.18
<b>5 Coûts T pour établir prix T</b>	<b>5 537 709</b>	<b>263 433</b>	<b>4,757</b>		
Répartis comme suit:					
6 a) Coûts de transport (service de Gaz Métro)					<b>Tarifs de TCPL et Union au 1<sup>er</sup> octobre 2016</b>
7 Zone Sud - Prime fixe	5 384 150	157 209	2,920	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.17	Sud Nord
8 Zone Sud - Compression	5 384 150	14 034	0,261		fixes : 2,920 2,477
9 Zone Nord - Prime fixe	153 559	3 804	2,477	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.16	compression <sup>(1)</sup> : 0,261 0,205
10 Zone Nord - Compression	153 559	315	0,205		
11 b) Autres coûts					
12 Amortissements frais reportés et actifs intangibles	5 537 709	41 340	0,747	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.16 + l.17	Gaz Métro-8, Doc. 1, l.8 +
13 Inventaires	5 537 709	(205)	-0,004		Gaz Métro-8, Doc. 8, l.30 + l.42
14 c) Coûts CHAMPION	153 559	3 933	2,561	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.16	Gaz Métro-8, Doc. 8, l.9
15 d) Coûts supplémentaires octobre	412 248	13 277	3,221	Volumes (octobre 2016)	Gaz Métro-11, Document 5, Annexe 1
16 e) Coûts liés à la diversification des outils de transport	5 537 709	29 726	0,537	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.16 + l.17	Voir Note 1
<b>17 Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> octobre 2016</b>					
18 Zone Sud (lignes 7 + 8 + 12 + 13 + 15 + 16)	400 756		<b>7,681</b>	Volume zone Sud (octobre 2016)	
19 Zone Nord (lignes 9 + 10 + 12 + 13 + 14 + 15 + 16)	11 492		<b>9,743</b>	Volume zone Nord (octobre 2016)	
<b>20 Prix T du distributeur au 1<sup>er</sup> novembre 2016</b>					
21 Zone Sud (lignes 7 + 8 + 12 + 13 + 16)	4 983 393		<b>4,460</b>	Tableau 1, l.7 - l.18	
22 Zone Nord (lignes 9 + 10 + 12 + 13 + 14 + 16)	142 068		<b>6,523</b>	Tableau 1, l.9 - l.19	
<b>23 Prix T du client</b>					
24 Zone Sud	121 972		<b>n/a</b>	Gaz Métro-8, Doc. 7, l.20 + l.21	
25 Zone Nord (ligne 14)	0		<b>2,561</b>		

<sup>(1)</sup> Le prix de compression est basé sur le prix de fourniture présenté à la pièce Gaz Métro-2, Document 1, page 37 et la moyenne annuelle des ratios de compression se trouvant à l'Annexe 3 de la pièce Gaz Métro-2, Document 1, page 4. Pour la zone Nord, le ratio de compression utilisé pour le segment Parkway-GMIT NDA est la moyenne des ratios de compression de novembre 2015 à juillet 2016 se trouvant sur le site web de TCPL.

Note 1 : Gaz Métro-8, Doc. 8, l.10 + l.20 + l.23 + l.39 + l.40 + l.43 + Gaz Métro-8, Doc. 1, l.13 + l.18 - Tableau 1, l.7 - l.8 - l.9 - l.10 - l.14 - l.15





Nombre de clients et volumes totaux normalisés (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>) réels 2012-2015 et projetés 2016

	2012	R-3831-2012	2013	R-3871-2013	2014	R-3916-2014	2015	R-3951-2015	2016	R-3879-2014
1 Nombre de clients tarif 1	188 684	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 5 + l. 6	192 283	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 5 + l. 6	194 940	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 1 + l. 2	197 236	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 1 + l. 2	201 119	Gaz Métro-109, doc 5, col. 1, l. 3 + l. 4
2 Nombre de clients service interruptible	152	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 30	138	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 30	126	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 26	103	Gaz Métro-9, doc 1, col. 2, l. 26	86	Gaz Métro-109, doc 5, col. 1, l. 35
3 <b>Nombre de clients total</b>	<b>188 836</b>		<b>192 421</b>		<b>195 066</b>		<b>197 339</b>		<b>201 205</b>	
4 Volumes tarif 1	2 494 503	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 5 + l. 6	2 467 099	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 5 + l. 6	2 528 020	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 1 + l. 2	2 498 642	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 1 + l. 2	2 552 566	Gaz Métro-109, doc 5, col. 3, l. 3 + l. 4
5 Volumes service interruptible	1 075 637	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 30	837 255	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 30	633 276	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 26	426 864	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 26	320 055	Gaz Métro-109, doc 5, col. 3, l. 35
6 <b>Volumes total</b>	<b>3 570 140</b>		<b>3 304 354</b>		<b>3 161 296</b>		<b>2 925 506</b>		<b>2 872 621</b>	



Réconciliation des données portant sur les volumes du tarif interruptible avec les volumes présentés dans le plan d'approvisionnement

	2012	R-3831-2012	2013	R-3871-2013	2014	R-3916-2014	2015	R-3951-2015	2016	R-3879-2014
1 Interruptible	802 526	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 2	791 736	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 2	684 839	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 2	421 712	Gaz Métro-12, doc 1, col. 3, l. 2	318 177	Gaz Métro-103, doc 8, col. 9, l. 2
2 Gaz d'appoint concurrence	271 500	Gaz Métro 9, doc.4, col.6, l.4	63 631	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 4	24 920	Gaz Métro 9, doc 4, col. 6, l. 4	30 244	Gaz Métro-12, doc 1, col. 3, l. 4	8 000	Gaz Métro-103, doc 8, col. 9, l. 3
3 Interruptions estimées	1 628	Gaz Métro-9, doc.4, col. 6, l. 38	(18 112)	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 38	(74 229)	Gaz Métro-9, doc 4, col. 6, l. 38	(26 144)	Gaz Métro 12, doc 1, col. 3, l. 38	(6 121)	Gaz Métro-103, doc 8, col. 9, l. 6
4 <b>Volumes service interruptible selon plan d'approvisionnements</b>	<b>1 075 653</b>		<b>837 255</b>		<b>635 530</b>		<b>425 812</b>		<b>320 055</b>	
5 Volumes service interruptible selon (i)	1 075 637	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 30	837 255	Gaz Métro-9, doc 1, col. 5, l. 30	633 276	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 26	426 864	Gaz Métro 9, doc 1, col. 5, l. 26	320 055	Gaz Métro-109, doc 5, col. 3, l. 35
6 <b>Variation</b>	<b>16</b>		-		<b>2 254</b>		<b>(1 051)</b>		-	