

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N<sup>o</sup> 7 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 GAZ MÉTRO**

---

**1. Référence :** Pièce B-0079, page 2.

**Préambule :**

(i) « Dans l'éventualité où la mise en service des capacités de transport requises serait temporairement retardée, Gaz Métro pourrait procéder au déplacement de la clientèle en achat direct vers Dawn en déplaçant les achats de gaz de réseau vers Empress. Une fois que la capacité de transport sera disponible, les achats de gaz de réseau pourraient alors être de nouveau déplacés vers Dawn. »

(ii) « L'annexe 1 présente un tableau comparatif du plan d'approvisionnement pour l'année 2016, déposé à la Cause tarifaire 2014, et d'un scénario où les capacités de transport entre Empress et le territoire de Gaz Métro seraient conservées. Un tel scénario impliquerait d'effectuer une transaction d'échange entre Dawn et Empress, pour les mois de novembre et avril à septembre, ramenant une partie des livraisons des clients en achat direct reçues à Dawn vers Empress pour utiliser la totalité des capacités de transport FTLH. »

**Demandes :**

1.1 Les quantités annuelles au service de gaz de réseau sont moindres que les quantités annuelles en achat direct. Est-ce que c'est ce facteur qui explique pourquoi une transaction d'échange Dawn-Empress est requise dans le scénario évoqué au préambule (ii) ?

**Réponse :**

La transaction d'échange Dawn-Empress découle plutôt du fait que le profil d'achat de gaz de réseau est concentré en hiver et que les volumes pour certains mois ne sont pas suffisamment élevés pour combler la totalité des capacités de transport FTLH. La transaction d'échange vise donc à ramener une partie des livraisons des clients en achat direct reçues à Dawn vers Empress pour utiliser la totalité des capacités de transport FTLH.

1.2 Veuillez comparer, sur la base des paramètres actuels, le coût du swap Dawn-Empress avec le coût total des solutions alternatives suivantes :

- vendre le gaz à Dawn et le racheter à Empress;

- faire un transfert partiel des clients en achat direct (en appliquant les frais de transition pour ceux qui demeureraient à Empress).

**Réponse :**

L'alternative de vendre du gaz à Dawn et d'acheter à Empress est similaire à la transaction d'échange Dawn-Empress si les capacités Dawn-GMIT n'étaient pas disponibles au 1<sup>er</sup> novembre 2015 et devrait générer les mêmes coûts. En effet, la transaction a pour effet de livrer le gaz naturel à Dawn (équivalant à une vente) et de le recevoir à Empress (équivalant à un achat).

L'alternative de faire un transfert partiel des clients en achat direct (AD) en intégrant également la facturation de frais de livraison à Empress (avec un prix de gaz de réseau à Dawn) générerait en principe des coûts similaires si les volumes sont similaires. Le prix de la transaction correspondrait au différentiel entre Empress et Dawn tel qu'évalué par la tierce partie et les frais de transport correspondraient également au différentiel entre Empress et Dawn.

Toutefois, même si ces alternatives sont financièrement similaires, Gaz Métro ne privilégierait pas l'option d'un transfert partiel des livraisons des clients en achat direct.

À la Cause tarifaire 2013, Gaz Métro a déposé, en suivi de la décision D-2011-164, une preuve sur le projet d'approvisionnement multipoint (réf. : B-0070, Gaz Métro-1, Document 16). Les méthodes analysées pour permettre aux clients en AD d'effectuer les livraisons à différents points avaient été rejetées, car elles entraînaient une complexité accrue.

Dans la présente situation, l'alternative d'un transfert partiel des livraisons des clients en AD consisterait à mettre temporairement en place un principe de livraison complexe, d'autant plus que le retard dans la mise en place des nouvelles capacités peut être de quelques semaines seulement.

De plus, une telle alternative impliquerait, entre autres, de déterminer :

1. Le niveau de livraison AD à conserver à Empress.

Considérant les capacités de FTLH disponibles sur la période d'été, les volumes d'achat direct à déplacer correspondent à près de 80 %. Donc, la presque totalité des clients en AD resterait à Empress.

Le niveau des quantités à Empress nécessiterait une marge pour faire face aux majorations des besoins des clients.

2. L'identification des clients qui auraient à effectuer leur livraison à Dawn afin de rencontrer les niveaux visés.

Gaz Métro forcerait certains clients à livrer à Empress et d'autres à Dawn. Selon le contexte de prix et l'estimation des frais de transport, les clients pourraient vouloir choisir un point ou l'autre de livraison. Est-ce que le principe premier demandeur-premier arrivé devrait être mis de l'avant et si oui, comment gérer l'équité entre les différents clients?

3. La gestion des transferts de point de livraison une fois les capacités entre Parkway et le territoire de Gaz Métro rendues disponibles.

Selon les dates de contrat des clients, une fois les capacités de transport entre Parkway et le territoire de Gaz Métro rendues disponibles, les clients auront besoin d'une période de transition pour transférer leur point de livraison à Dawn, étalant ainsi dans le temps le transfert des volumes.

4. La gestion des communications avec les clients et les fournisseurs de façon à ce que le processus complet soit mis en place et appliqué adéquatement.
5. Étant donné l'ampleur des volumes livrés à Empress, les frais de transport devraient alors être établis sur une base plus précise.

Il s'agit d'une liste non exhaustive des enjeux. Toutefois, Gaz Métro croit qu'une telle approche alourdirait considérablement l'offre de service pour la clientèle en achat direct et ce, pour une période limitée. Elle créerait du mécontentement chez les clients et les fournisseurs. Il est à noter que l'annonce du déplacement des livraisons vers Dawn avait été accueillie favorablement par ces derniers.

Selon Gaz Métro, la totalité des livraisons des clients en achat direct doit être au même point, Empress ou Dawn, et le déplacement devrait se faire à la même date, avec quelques cas d'exception découlant des durées de contrat déjà convenues, de façon à appliquer l'ensemble des mesures et changements simultanément aux changements de points de livraison.

2. **Référence :** Pièce B-0079, page 3.

**Préambule :**

*« En rapport avec le préambule (iii), veuillez indiquer quelle est, selon le distributeur, la date ultime pour confirmer ou annuler le déplacement en novembre 2015 de la structure d'approvisionnement à Dawn pour les clients en achat direct? Veuillez identifier les facteurs ayant permis d'établir cette date.*

**Réponse :**

*Gaz Métro ne croit pas que la décision de reporter ou d'annuler le déplacement vers Dawn doit être fixée à ce moment. »*

**Demande :**

- 2.1 Sans avoir à prendre une décision à ce moment-ci, quelle est, selon le Distributeur, la date ultime pour confirmer ou annuler le déplacement en novembre 2015 de la structure d'approvisionnement à Dawn pour les clients en achat direct ?

**Réponse :**

Comme mentionné à la section 1 de la pièce B-0061, Gaz Métro-2, Document 4, Gaz Métro a déjà communiqué avec les clients en achat direct et les fournisseurs les avisant du nouveau point de livraison à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015, leur demandant de prendre action pour les futurs contrats qui couvriraient la date du déplacement.

Déjà, des ententes de fourniture à prix fixe ont été contractées pour des périodes allant au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2015 et spécifiant les points de livraison Empress et Dawn selon les périodes.

En ce qui concerne les clients en service de fourniture avec ou sans transfert de propriété, Gaz Métro conclut de contrats annuels avec ces clients. La période de chevauchement n'est donc pas encore considérée. Toutefois, Gaz Métro ne peut dire si des ententes ont déjà été convenues entre clients et fournisseurs pour des périodes au-delà du 1<sup>er</sup> novembre 2015.

En supposant que les clients négocient leur contrat de fourniture de gaz naturel six mois avant la date d'effet, cela signifie que dès le 1<sup>er</sup> juin 2014, des négociations seront entamées pour des contrats couvrant la période du 1<sup>er</sup> décembre 2014 au 30 novembre 2015, donc avec un mois de chevauchement.

On peut donc avancer qu'après le 1<sup>er</sup> juin 2014, il y aurait encore plus de contrats qui chevaucheraient la date du déplacement à Dawn.

Considérant les communications effectuées, Gaz Métro considère que le déplacement des livraisons des clients en AD est déjà confirmé. Ainsi, si le déplacement vers Dawn au 1<sup>er</sup> novembre 2015 devait être annulé, le plus tôt serait le mieux. Toutefois, la date ultime du 1<sup>er</sup> juin 2014 pourrait être avancée comme date limite. Dans un tel cas, des règles spécifiques devront être mises en place pour gérer les clients qui auront déjà convenu de contrats avec livraison à Dawn à compter du 1<sup>er</sup> novembre 2015.

**3. Référence :** Pièce B-0079, page 6.

**Préambule :**

« *Un prix plancher est fixé par TCPL pour le service interruptible* ».

**Demandes :**

3.1 Veuillez présenter la valeur quotidienne du différentiel entre Empress et Dawn depuis le 1<sup>er</sup> mai 2013. Veuillez également présenter la moyenne et l'écart-type de ces valeurs.

**Réponse :**

L'annexe 1 présente les valeurs quotidiennes du différentiel observé entre Empress et Dawn pour la période du 1<sup>er</sup> mai au 15 octobre 2013.

La valeur moyenne du différentiel entre Empress et Dawn est de 5,301 ¢/m<sup>3</sup> et l'écart type est de 1,715 ¢/m<sup>3</sup>.

3.2 Depuis quelques semaines, TCPL procède à des ajustements du tarif interruptible et l'écart de prix du gaz naturel entre Empress et Dawn fluctue de façon importante. Gaz Métro est-elle préoccupée par l'impact des interventions de TCPL sur le prix du marché? De façon plus spécifique, l'imprévisibilité relative du tarif interruptible affiché par TCPL par rapport à un tarif interruptible annuel risque-t-elle d'ajouter à la volatilité du marché pour des transactions de durée supérieure à une semaine? Veuillez élaborer.

**Réponse :**

Oui, Gaz Métro est préoccupée, car la position importante que TCPL a dans le marché et le pouvoir discrétionnaire qui lui est accordé ont effectivement un impact sur le prix du marché.

D'ailleurs, dans l'entente convenue entre TCPL et les trois distributeurs, l'introduction d'un service de transport pour l'équilibrage durant l'été a comme objectif de corriger cette situation et limiter la discrétion de TCPL.

L'impact de TCPL crée donc de la volatilité dans le marché et ce, peu importe la durée des différentes transactions court terme (un jour à un mois).

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0079, page 10;
  - (ii) Conditions de service et tarifs, page 69;
  - (iii) Pièce B-0079, page 10.

**Préambule :**

(i) « D'autre part, plusieurs clients interruptibles contractent eux-mêmes leur capacité de transport pour le service de GAI. Gaz Métro ne contrôle nullement ces capacités et ne peut en prendre possession pour ses propres besoins.

*Pour la journée du 23 janvier, le GAI qui était planifié et celui qui a été observé au réel correspond à des capacités contractées directement par les clients interruptibles. Gaz Métro ayant contracté le transport qu'elle a pu se procurer, quantité inférieure à celle recherchée, elle n'a pas contracté de GAI pour les clients qui passent normalement par elle. »*

(ii) « Pour être admissible à ce service, le client doit utiliser le service de transport du distributeur »

(iii) « Le distributeur considère-t-il qu'il serait opportun qu'en situation d'urgence, la clientèle en service continu bénéficie des ressources d'appoint disponibles sur le marché l'hiver de façon prioritaire par rapport aux clients interruptibles, qui profitent d'un tarif réduit par rapport au service continu ? »

**Demandes :**

- 4.1 En lien avec le préambule (iii), compte tenu que les *Conditions de service et Tarif* prévoient déjà que le client doit utiliser, au service interruptible, le service de transport du Distributeur, ne serait-il pas opportun d'étendre cette exigence au service de GAI et d'ainsi assurer aux clients en service continu la priorité d'accès complète aux ressources disponibles sur le marché en cas de situation d'urgence ?

**Réponse :**

Gaz Métro voit difficilement la mise en place d'une telle approche.

En ce qui concerne le service de gaz d'appoint concurrence (GAC), Gaz Métro avait avantage à contrôler l'achat de ces capacités de transport excédentaires, car elle pouvait ainsi commencer par libérer ses excédents de transport avant de contracter sur le marché secondaire. À cet effet, certains clients ont d'ailleurs émis des commentaires sur l'impossibilité pour eux de choisir leur fournisseur de service.

Pour le service de gaz d'appoint pour éviter une interruption (GAI), la situation est différente. Gaz Métro n'a pas d'excédent de capacité. Imposer au client de transiger avec elle revient à s'immiscer dans le marché du transport en journée de pointe.

Gaz Métro ne voit pas la valeur ajoutée d'une telle approche puisqu'elle entraînerait une lourdeur administrative importante dans un processus d'interruption dont le délai est déjà très serré. De plus, elle entraînerait assurément de l'insatisfaction chez les clients.

Actuellement, plusieurs clients contractent eux-mêmes leur GAI en fonction de leurs besoins pour la journée d'interruption. Gaz Métro observe même qu'ils ajoutent une marge pour s'assurer de ne pas être en situation de retrait interdit, indiquant qu'ils ne peuvent donc projeter avec précision leurs besoins de la journée subséquente.

D'autre part, certains clients passent par l'entremise de Gaz Métro pour contracter le GAI. Étant donné les contraintes de temps, la procédure pour ces clients consiste à fixer en début d'hiver la quantité quotidienne qu'ils désirent contracter en GAI et le prix plafond qu'ils sont disposés à payer. Lors d'une journée d'interruption, Gaz Métro connaît donc la capacité de transport qu'elle doit contracter en GAI, une fois ses propres besoins comblés.

Le processus d'interruption entraîne des délais de réaction très courts pour les clients et pour Gaz Métro. Gaz Métro effectue sa planification d'approvisionnement et confirme les avis d'interruption vers 9 heures le matin pour la journée subséquente et les clients doivent confirmer avant 11 heures leur fournisseur de service et leur volume quotidien pour la journée du lendemain. Pour les contrats de GAI qu'elle a contractés au nom des clients, Gaz Métro doit envoyer une confirmation des quantités et prix à chaque client.

Si Gaz Métro devait contracter le GAI pour la totalité des clients interruptibles, elle aurait probablement à contracter auprès de plusieurs fournisseurs et établir le prix moyen d'achat à des fins de facturation. La notion de prix plafond entraînerait aussi sa part de gestion dans l'attribution des capacités.

Une autre problématique surviendrait si la capacité requise n'était que partiellement disponible. Comment établir l'attribution des capacités entre les clients? Aujourd'hui, les clients contractant eux-mêmes le GAI font face au principe du « premier arrivé, premier servi ». Quant aux clients qui demandent en début de saison à Gaz Métro de contracter du GAI pour eux, les règles en place dicteraient d'attribuer les capacités en fonction de l'ordre décroissant des prix de distribution.

En fonction des éléments mentionnés ci-dessus, Gaz Métro recommande de ne pas limiter l'offre du service GAI uniquement par l'intermédiaire du distributeur.

- 4.2 Est-ce qu'une telle modification aux *Conditions de service et Tarif* faciliterait la gestion des interruptions dans les portions du réseau du Distributeur dont le taux de saturation est élevé ?

**Réponse :**

Non. Si Gaz Métro ne peut accorder du GAI, les règles actuelles prévues aux *Conditions de service et Tarif* (article 11.3.3.3 Préavis d'utilisation) lui permettent de refuser le contrat de GAI.

Dans les faits, Gaz Métro informe d'avance les conseillers si du GAI ne peut être accordé dans une région donnée, ce qui leur permet d'aviser les clients visés dès l'envoi de l'avis d'interruption.

Gaz Métro peut interrompre un client pour des raisons de transport, mais aussi pour des raisons de transmission. Lorsqu'il y a des interruptions pour des raisons de transport, du GAI peut être accordé et ce, jusqu'au taux de saturation maximum. Par ailleurs, lorsqu'il y a des interruptions pour des raisons de transmission, requises pour s'assurer de ne pas dépasser le taux de saturation maximum, il n'est pas possible d'accorder du GAI. En fonction des règles actuelles, Gaz Métro est en mesure de gérer l'offre de contrats GAI afin de respecter le taux de saturation maximum et, ainsi, assurer aux clients en service continu la priorité d'accès au gaz naturel.

- 5. Références :**
- (i) Pièce B-0079, page 12;
  - (ii) Pièce B-0054, page 101.

**Préambule :**

- (i) Tableau Prix moyen de revente cents /m<sup>3</sup> : 1,541;
- (ii) Tableau Prix moyen de revente cents /m<sup>3</sup> : 7,555.

**Demande :**

- 5.1 Veuillez expliquer l'écart important entre les estimations citées aux préambules (i) et (ii).

**Réponse :**

Les différents prix de revente du transport FTLH sur la période du 1<sup>er</sup> avril au 30 septembre 2014 reflètent l'évaluation de la tierce partie considérant le contexte du marché au moment où ces prix ont été établis, soit le 19 avril 2013 pour le prix de 7,555 ¢/m<sup>3</sup> et le 10 septembre 2013 pour le prix de 1,541 ¢/m<sup>3</sup>.

Le prix établi le 19 avril, soit moins d'un mois après l'émission de la décision RH-003-2011 de l'Office national de l'énergie (ONÉ) sur le dossier de TCPL 2013, reflétait donc une bonne valeur du transport FTLH pour l'été 2014.

Toutefois, le contexte gazier a évolué et a eu pour effet de réduire la valeur du transport vers GMT EDA de façon significative.

Gaz Métro croit que le marché est encore en mode d'assimilation des impacts des décisions de l'ONÉ.

**6. Référence :** Pièce B-0079, Annexe 6, page 1.

**Préambule :**

- (i) Ligne 1 « Conditions climatiques normales ».  
Ligne 2 « Conditions climatiques chaudes ».
- (ii) Tableau.

**Demandes :**

- 6.1 En rapport avec le préambule (i), veuillez expliquer comment la demande minimale à conditions climatiques normales et à conditions climatiques chaudes peut être identique durant les mois d'hiver.

**Réponse :**

Il y a effectivement une erreur dans l'annexe. Une version révisée de la pièce est déposée à cet effet.

- 6.2 En rapport avec le préambule (ii), veuillez compléter le tableau en ajoutant les volumes livrés en franchise découlant des livraisons faites à Empress par les clients en achat direct, les clients à prix fixe et le client GNL.

**Réponse :**

En soi, il est impossible de savoir de qui provient le gaz naturel livré mensuellement dans le territoire de Gaz Métro. En effet, Gaz Métro a, à Empress, une quantité totale de gaz naturel provenant des clients en achat direct, des clients à prix fixe, du client GNL et des achats qu'elle-même effectue. Ce gaz naturel, combiné au gaz provenant de Dawn (achats ou retrait du site d'entreposage), est acheminé jusqu'au territoire. À ce point s'ajoute le gaz naturel des clients qui détiennent leur service de transport ainsi que les achats de gaz de réseau effectués directement dans le territoire.

À partir de ce point, la molécule devient indissociable et servira à répondre à la demande de la clientèle. En soi, la répartition par type de clients ne peut être réalisée. Toutefois, une

répartition mensuelle par type de clients peut être estimée au prorata du volume annuel de fourniture de gaz naturel prévu à la Cause tarifaire pour chacun.

L'annexe 2 présente l'information par catégorie de clients. Pour répondre à la demande de la Régie, Gaz Métro a jugé plus approprié de reprendre le tableau de l'annexe 5 de la pièce B-0079, Gaz Métro-2, Document 7 qui correspond au bilan mensuel de la demande projetée 2013-2014 auquel les approvisionnements de fourniture ont été indiqués.

**7. Référence :** Pièce B-0079, Annexe 7, page 1.

**Préambule :**

Ligne 10 « Retraits au site d'Union Gas ».

**Demande :**

7.1 Veuillez expliquer la logique et les différents facteurs qui font que le Distributeur prévoit retirer  $48 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  et  $87 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  en octobre et en novembre respectivement alors que les retraits prévus pour les mois d'hiver sont de 62, 54 et  $52 \text{ } 10^6 \text{ m}^3$  respectivement pour les mois de décembre, janvier et février.

**Réponse :**

À la pièce B-0063, Gaz Métro-2, Document 5, Gaz Métro a décrit sa stratégie d'achat de gaz à Dawn, qui résulte, entre autres, de la stratégie de gestion des inventaires au site d'entreposage de Union Gas. Comme mentionné dans ce document, Gaz Métro vise un niveau d'entreposage d'environ 13 % au 31 mars sous une année normale. Pour ce faire, des retraits sont projetés d'octobre à mars de façon à avoir une diminution graduelle des inventaires.

Dans la planification macro du plan d'approvisionnement d'une année normale, des niveaux d'inventaire sont visés. En fonction des outils disponibles et de l'utilisation à 100 % du transport FTLH, des achats mensuels à Dawn sont projetés de façon à se rapprocher des niveaux visés. Ces achats fixés au plan auront alors une incidence sur la gestion des besoins au site d'Union Gas étant donné que les retraits ou les injections du site viendront combler les besoins pour répondre à la demande quotidienne.

Le tableau suivant présente les niveaux visés et projetés de la Cause tarifaire 2014 ainsi que la répartition des achats projetés à Dawn pour la période d'octobre à mars.

Niveau d'inventaire de fin de mois			Achats à Dawn
Mois	Visé	Projeté à la Cause	
oct-13	80,0%	84,9%	0,0%
nov-13	60,0%	60,0%	10,6%
déc-13	45,0%	45,5%	20,8%
janv-14	30,0%	32,3%	25,1%
févr-14	20,0%	18,9%	22,7%
mars-14	12,9%	12,9%	20,7%

**8. Référence :** Pièce B-0079, page 20.

**Préambule :** Tableau « Nombre de jours d'injection ».

**Demande :**

8.1 Veuillez expliquer pourquoi le nombre de jours d'injection et le volume d'injection en période d'hiver dans le plan 2014 augmentent par rapport au plan présenté dans le dossier 2013.

**Réponse :**

En réponse à la question 11.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie (B-0079, Gaz Métro-2, Document 7), Gaz Métro a précisé que les injections en hiver découlaient des excédents d'approvisionnement par rapport à la demande projetée. L'annexe 3 présente un sommaire des approvisionnements (transport LH et achats nets à Dawn), de la demande à desservir et des excédents qui en découlent pour les journées d'injection projetée aux Causes tarifaires 2013 et 2014.

Ces résultats montrent que les outils et la demande en 2014 sont légèrement supérieurs à ceux de 2013 mais pas dans le même ordre de grandeur, ce qui entraîne une augmentation des injections au site de Union Gas.

**9. Référence :** Pièce B-0079, page 25.

**Préambule :**

Tableau Vector Pipeline Deliveries at St. Clair (GJ/Day).

**Demande :**

- 9.1 Veuillez élaborer sur les augmentations de la capacité du pipeline Vector vers St. Clair prévues en 2017-2018.

**Réponse :**

As shown in Figure 49 of ICF's report, ICF is projecting expansion of pipeline capacity on the Vector pipeline in 2017 and 2018. The projection is based on ICF's evaluation of the value of additional pipeline capacity into Dawn along different pipeline corridors during this time period, and does not reflect any specific pipeline expansion proposals. Based on the October 2012 ICF forecast of natural gas market conditions used in this analysis, the basis differential between Chicago and Dawn would support expansion of pipeline capacity from the Chicago hub into Michigan and Dawn. Our assessment of pipeline expansion economics indicates that expansion of the Vector Pipeline would represent the most viable approach to expanding pipeline capacity between these hubs.

It is important to note that pipeline expansion is competitive, and Vector would likely compete with other pipelines to increase capacity into Michigan and Dawn. The ICF Base Case includes development of 1,000 MMcfd of pipeline capacity from the Marcellus into Michigan in 2016, and 500 MMcfd of capacity from Michigan into Dawn. If additional pipeline capacity from Marcellus into Michigan and Dawn beyond the amount included in the ICF forecast is developed prior to the development of the Vector capacity, the basis into Dawn along the Vector corridor can be expected to decline, potentially making the pipeline capacity expansions in the Vector corridor non economic.

- 10. Références :**
- (i) Pièce B-0079, pages 42-43;
  - (ii) Pièce B-0079, page 40.

**Préambule :**

- (i) Section « Baisse de la demande ».
- (ii) Tableau.

**Demandes :**

- 10.1 En lien avec le préambule (i), au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement, la quantité d'outils d'approvisionnement est ajustée pour prendre en compte la demande de pointe et, le cas échéant, les besoins associés à l'hiver extrême. Si la demande de base s'avère plus faible (à conditions climatiques normales), la réévaluation de la fonctionnalisation aura généralement pour effet d'augmenter les coûts d'équilibrage. Or, les outils d'approvisionnement dont le coût est ainsi transféré à l'équilibrage n'ont jamais

été « commandés » ou requis par les utilisateurs de l'équilibrage et ces outils d'approvisionnement n'ont pas ou peu de valeur pour les clients en équilibrage puisque le plan d'approvisionnement avait été optimisé. Comment le Distributeur peut-il justifier de transférer ces coûts à l'équilibrage ?

**Réponse :**

En préambule, il est important de préciser qu'en début d'année, une révision budgétaire est effectuée pouvant entraîner un ajustement des approvisionnements en fonction de la demande projetée et ce, conformément aux règles approuvées par la Régie. Ainsi, une baisse de la demande continue qui génère une baisse de la journée de pointe et des besoins en hiver extrême entraînera une vente de capacité de transport *a priori*. Par la suite, ces nouveaux approvisionnements seraient refunctionalisés au rapport annuel.

Ceci étant dit, parmi l'ensemble des scénarios possibles, la baisse de la demande de base à conditions climatiques normales sans ajustement d'outil est le scénario qui, à première vue, semble provoquer un transfert indu du transport vers l'équilibrage. Cependant, un scénario de baisse de demande de base affectant les besoins de pointe, mais sans ajustement d'outil n'est pas courant et n'engendre pas nécessairement un transfert de coûts importants entre le transport et l'équilibrage.

Pour en faire la démonstration, Gaz Métro a fait l'analyse des résultats prévisionnels et réels depuis 2008.

Tout d'abord, pour le PMD (tarif D<sub>1</sub> et D<sub>3</sub>), la comparaison entre les données historiques de prévisions et le réel normalisé révèle un écart de moins de 1 % pour les cinq dernières années (B-0098, Gaz Métro-7, Document 5, page 11, tableau 3). Étant donné que les volumes prévus et réels sont pratiquement identiques, il est possible de conclure que la demande de base au PMD à conditions climatiques normales ne varie pas. Par conséquent, la variation de la demande de base de transport est essentiellement liée aux clients VGE continus (tarif D<sub>4</sub>).

Pour compléter l'analyse, le tableau ci-dessous résume la variation annuelle entre le volume prévu et le volume réel pour les clients VGE au service continu.

**Écart annuel entre la prévision et le réel pour les clients au service VGE continu (D4)**  
(10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)

<b>VGE continu total</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>Total</b>
Volume prévu	2 331 921	1 651 863	1 298 119	1 392 109	1 447 362	8 121 374
Volume réel	1 783 315	1 323 963	1 464 306	1 505 317	1 702 594	7 779 495
<b>Variation</b>	<b>548 606</b>	<b>327 900</b>	<b>(166 187)</b>	<b>(113 208)</b>	<b>(255 232)</b>	<b>341 879</b>
<b>Écart (%)</b>	<b>24%</b>	<b>20%</b>	<b>-13%</b>	<b>-8%</b>	<b>-18%</b>	<b>4%</b>
<b>VGE continu avec transport de Gaz Métro</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>Total</b>
Volume prévu	1 312 549	1 469 138	1 137 184	907 082	924 567	5 750 519
Volume réel	1 418 603	1 158 582	1 110 195	985 820	1 111 727	5 784 928
<b>Variation</b>	<b>(106 055)</b>	<b>310 555</b>	<b>26 989</b>	<b>(78 738)</b>	<b>(187 161)</b>	<b>(34 409)</b>
<b>Écart (%)</b>	<b>-8%</b>	<b>21%</b>	<b>2%</b>	<b>-9%</b>	<b>-20%</b>	<b>-1%</b>

Depuis 2008, il n'y a eu qu'une seule baisse significative de la demande VGE continue avec transport, en 2009, alors qu'il y avait une crise financière mondiale. Tout de même, au total sur cinq ans, l'écart n'est que de 1 % entre le volume prévu avec transport et le volume réalisé. La demande de base avec transport est donc relativement stable également au service continu.

De plus, les clients au service continu doivent payer des pénalités lorsqu'ils ne rencontrent pas leur volume contracté. Une partie des revenus de ces pénalités peut alors venir réduire le tarif d'équilibrage dès la Cause tarifaire suivante. À la Cause tarifaire 2013, les coûts d'équilibrage ont été réduits de 390 000 \$ (R-3809-2012, B-0431, Gaz Métro-12, Document 9, page 2, ligne 19). À la Cause tarifaire 2014, les coûts d'équilibrage ont également été réduits, cette fois de 87 000 \$ (B-0131, Gaz Métro-11, Document 9, page 2, ligne 19).

Gaz Métro considère donc que bien que la baisse de la demande de base à conditions climatiques normales ait comme effet de transférer des coûts entre le transport et l'équilibrage, ces coûts sont minimes en comparaison des coûts provoqués par la variation de la demande en fonction des conditions climatiques. Sur cinq ans, l'ensemble des prévisions de Gaz Métro autant pour le PMD que pour le VGE continu est précis à 99 %. De plus, même lorsqu'il y a baisse de la demande au VGE continu, l'effet de transfert est partiellement compensé par le crédit de l'équilibrage issu des pénalités sur ce service.

Gaz Métro croit que sa proposition est adaptée à l'ensemble des scénarios même si le scénario de baisse de demande de base ne permet pas une attribution parfaite des coûts.

- 10.2 Afin de vérifier si l'impact d'une température plus chaude et plus froide de même envergure est symétrique, veuillez présenter le tableau du préambule (ii) pour le cas d'une température plus froide de même envergure.

**Réponse :**

L'effet sur les coûts de transport et d'équilibrage est symétrique dans la mesure où l'effet sur les consommations à l'intermittent serait complètement inversé.

Cause tarifaire	Résultat Réel - Température froide - non ajusté			Résultat Réel - Température froide - (A) ajusté							
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M\$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M\$	\$/m <sup>3</sup>	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	M\$	\$/m <sup>3</sup>		
Demande totale	80	-	-	Demande totale	90	-	-	Demande totale	90	-	-
Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1	Coûts totaux "LH"	40	40	1
Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5	Coûts totaux "SH"	100	50	0,5
SH - Transport - 40 %	40	20	0,5	SH - Transport - 40 %	40	20	0,5	SH - Transport - 50 %	50	25	0,5
SH - Équilibrage - 60 %	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 60 %	60	30	0,5	SH - Équilibrage - 50 %	50	25	0,5
<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Coût total transport</b>	<b>90</b>	<b>65</b>	<b>0,72</b>
Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client				Coût réparti par type de client			
Demande stable	10	7,5	0,75	Demande stable	10	6,7	0,67	Demande stable	10	7,2	0,72
Demande sensible temp.	60	45,0	0,75	Demande sensible temp.	80	53,3	0,67	Demande sensible temp.	80	57,8	0,72
Intermittent	10	7,5	0,75	Intermittent	-	-	-	Intermittent	-	-	-
<b>Revenus</b>	<b>80</b>	<b>60</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>90</b>	<b>68</b>	<b>0,75</b>	<b>Revenus</b>	<b>90</b>	<b>68</b>	<b>0,75</b>
<b>Trop-perçu (manque à gagner)</b>				<b>Trop-perçu (manque à gagner)</b>		<b>7,5</b>		<b>Trop-perçu (manque à gagner)</b>		<b>2,5</b>	

- 10.3 Veuillez incorporer l'interaction entre votre proposition, les modalités du compte de nivellement pour la température pour le transport et l'équilibrage ainsi que les transactions financières. Veuillez illustrer votre réponse pour les différents exemples présentés dans les réponses à la question 19 de la pièce B-0079.

**Réponse :**

Tout d'abord, il n'y a pas de nivellement de la température pour le service de transport. Effectivement, le service de transport est bâti selon le format « une unité de coût par unité vendue » et, par conséquent, devrait être exempt des aléas de la température. Donc dans tous les scénarios énoncés, il n'y a jamais de nivellement de transport.

Pour l'équilibrage, il y a nivellement lorsque la température varie par rapport à la normale. Dans les cas où la température est plus chaude, les revenus d'équilibrage sont alors nivelés à la hausse. Ces mêmes revenus sont nivelés à la baisse lorsque la température est plus froide. Par contre, Gaz Métro a proposé, dans la pièce B-0145, Gaz Métro-11, Document 26, page 14, de ne plus faire d'addition au compte de stabilisation tarifaire d'équilibrage relié à la température et au vent, à partir du 1<sup>er</sup> octobre 2013.

Au niveau des transactions d'optimisation, il y en a deux types : opérationnelles et financières. Depuis le passage vers Dawn, les transactions d'optimisation opérationnelles ont presque disparu. Ces transactions étaient auparavant surtout reliées aux scénarios de température plus chaude et de baisse de la demande. En ce qui a trait aux transactions d'optimisations financières, ces transactions sont réalisées selon les opportunités de marché, peu importe le scénario, puis créditées au service correspondant à l'outil qui a permis de générer des revenus. Ces transactions viennent mitiger le trop-perçu ou le manque à gagner avec ou sans la proposition de Gaz Métro de la même façon.

La proposition de Gaz Métro permet de conserver l'équilibre traditionnel d'une unité de coût par unité vendue qui prévalait avant le passage vers Dawn. Ainsi, la variation de la demande en fonction des facteurs de température ainsi que l'achat de nouveaux outils à partir de Dawn pour satisfaire une hausse de la demande en cours d'année se voient imputés en coûts au service approprié. Dans le cas de la baisse de la demande, il est vrai que certains coûts non liés à la température pourraient se voir transférer entre le transport et l'équilibrage. Cependant, il ressort de l'analyse de Gaz Métro que cette situation n'est pas courante et qu'en plus, le service d'entreposage se voit déjà partiellement compensé *a priori* dans la Cause tarifaire en vertu des méthodologies d'imputation des coûts actuelles. La proposition de Gaz Métro permet donc, dans la grande majorité des cas, d'imputer les coûts aux bons services selon le principe de la causalité des coûts.

**11. Référence :** Pièce B-0079, page 47.

**Préambule :**

*« Les mêmes raisons amènent Gaz Métro à ne pas proposer d'ajustement de fin d'année. Cette approche serait encore plus complexe, requerrait des développements informatiques additionnels et serait difficile à expliquer pour des montants qui, de l'avis de Gaz Métro, seraient peu significatifs. »*

**Demandes :**

11.1 Veuillez présenter la valeur quotidienne du différentiel entre Empress et Dawn depuis le 1<sup>er</sup> mai 2013. Veuillez également présenter la moyenne et l'écart-type de ces valeurs.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 3.1.

11.2 Veuillez comparer les résultats présentés à la sous-question précédente avec le différentiel entre les «Futures» à Empress et à Dawn présenté au dossier tarifaire.

**Réponse :**

Les « Futures » à Empress et Dawn présentés à la Cause tarifaire 2014 concernent la période du 1<sup>er</sup> octobre 2013 au 30 septembre 2014. Il ne peut y avoir de comparaison possible avec les différentiels entre Empress et Dawn observés pour la période du 1<sup>er</sup> mai au 15 octobre 2013.

Si la Régie vise à établir une comparaison entre une évaluation *a priori* à la Cause tarifaire et l'évaluation *a posteriori*, il faut utiliser des données historiques complètes. Ainsi, Gaz Métro répondra à la question en fonction des données de l'année 2013.

**Cause tarifaire 2013 :**

Prix à Empress : 2,79 \$/GJ (10,571 ¢/m<sup>3</sup>)

Prix à Dawn : 3,65 \$/GJ (13,830 ¢/m<sup>3</sup>)

Frais de livraison à Empress (différentiel) 0,86 \$/GJ (3,259 ¢/m<sup>3</sup>)

**Réel 2013**

Moyenne des différentiels entre Empress et Dawn : 0,98 \$/GJ (3,713 ¢/m<sup>3</sup>)

Ainsi, le différentiel réel 2013 a été de 0,12 \$/GJ (0,455 ¢/m<sup>3</sup>) supérieur aux frais de livraison évalués à la Cause tarifaire.

Il est à noter que ce différentiel peut aller dans un sens comme dans l'autre.

- 11.3 Veuillez expliquer comment **un (1) ajustement annuel** sur la base des données réelles pourrait être plus complexe que la formule d'ajustement mensuel envisagée par Gaz Métro et requerrait des développements informatiques additionnels.

**Réponse :**

Les frais de livraison évalués mensuellement sous l'option 3 (réf. : B-0061, Gaz Métro-2, Document 4, page 33) impliqueraient uniquement une mise à jour mensuelle de la valeur des frais de livraison saisie dans le système de facturation.

La considération d'un ajustement annuel des frais de livraisons impliquerait des développements informatiques additionnels pour être en mesure de facturer rétroactivement (crédit ou débit) la différence entre les frais établis à la Cause tarifaire et les frais réels aux volumes livrés à Empress sur la période annuelle et de fournir les explications correspondantes aux clients.

- 12. Références :** (i) Décision D-2012-175, dossier R-3809-2012, page 25;  
(ii) Pièce B-0079, page 46.

**Préambule :**

(i) « *Toujours pour des motifs d'équité, la Régie partage l'opinion de Gaz Métro selon laquelle cette prime de transition doit avoir un double effet, soit :*

- . de ramener le coût de fourniture et de transport de ces clients au niveau de Dawn, même s'ils livrent toujours leur fourniture à Empress;*
- . de leur faire supporter tout coût, autrement non requis, pour acheminer leur gaz naturel d'Empress à Dawn, ce qui aura alors pour effet de ramener le coût de fourniture et de transport de ces clients au niveau d'Empress. »*

(ii) « *20.1 La proposition du distributeur présentée à la référence (ii) est faite sur les prémisses identifiées à la référence (i). Veuillez présenter les « frais de livraison à Empress » qui devraient s'appliquer si Gaz Métro se retrouvait dans une situation différente où elle doit acquérir ou conserver du transport FTLH du seul fait qu'un client en achat direct livre à Empress.*

**Réponse :**

*Gaz Métro est d'avis que sa proposition est également valable si elle se retrouvait dans une situation où elle devait acquérir ou conserver du transport FTLH du seul fait qu'un client en achat direct livre à Empress.*

*En effet, dans un tel cas, elle procéderait probablement par une transaction d'échange entre Empress et Dawn. Les frais de transport étant établis en fonction de la valeur du transport entre ces deux points, il y aurait donc similarité avec le coût du transport. »*

**Demande :**

12.1 La décision de la Régie demande au Distributeur de ramener le coût de fourniture et de transport des clients qui demeurent à Empress au niveau de Dawn et de leur faire assumer tout coût autrement non requis pour acheminer leur gaz naturel d'Empress à Dawn. Veuillez présenter une proposition qui comprend ces deux éléments.

**Réponse :**

La proposition de Gaz Métro à l'égard de la facturation des clients en achat direct et à prix fixe qui livreraient leur gaz naturel à Empress après le 1<sup>er</sup> novembre 2015 consiste à facturer les éléments suivants :

Tarif de transport	Établi en fonction des coûts totaux de transport
Frais de livraison à Empress	Établis en utilisant le différentiel de prix entre Empress et Dawn, tel qu'évalué à la Cause tarifaire.

Ces frais de livraison correspondent à la valeur du transport entre Empress et Dawn qui, d'une certaine façon, se reflète dans le prix de fourniture de la clientèle qui contracte le gaz naturel à Dawn. Une telle situation a donc pour effet de traiter tous les clients au même niveau. La preuve de Gaz Métro ainsi que les réponses aux demandes de renseignements sur ce sujet expliquent en détail sa position quant au choix de la base de calcul des frais de livraison à Empress.

Gaz Métro voit deux aspects qui peuvent diverger de l'interprétation de la Régie :

- 1- La facturation des outils de transport effectivement utilisés pour transporter le gaz naturel d'Empress vers Dawn. Deux situations sont possibles
  - a. Gaz Métro détient déjà des capacités de transport FTLH pour ses besoins de pointe. Dans un tel cas, même si tous les clients en achats directs livraient à Dawn, Gaz Métro conserverait de toute façon ces capacités. Ainsi, le transport utilisé ne correspond pas à un coût autrement non requis.
  - b. Gaz Métro doit contracter du transport pour les clients en AD livrant à Dawn. Si la transaction la moins coûteuse est l'échange Empress-Dawn, le coût correspondrait alors aux frais de livraison Empress-Dawn et Gaz Métro facturerait donc le coût autrement non requis. Si la transaction la moins coûteuse est le transport FTLH, Gaz Métro facturerait tout de même le différentiel Empress-Dawn afin de respecter la décision de ramener le coût de fourniture et de transport au niveau de Dawn.

Ainsi, selon l'avis de Gaz Métro, l'établissement des frais de livraison sur la base du différentiel Empress-Dawn respecte la portion de décision qui traite des coûts autrement non requis.

- 2- La facturation du différentiel réel entre Empress et Dawn. Une telle approche serait possible en effectuant une mise à jour mensuelle des frais de livraison à Empress.

- 13. Références :** (i) Pièce B-0079, page 53;  
(ii) Décision D-2013-035, dossier R-3809-2012, Phase 1, page 10.

**Préambule :**

(i) « À titre indicatif, Gaz Métro a demandé à trois fournisseurs d'évaluer l'option suivante en fonction de l'indice de prix NGX Dawn :

- . Demande variable jusqu'à un maximum de 1 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour ;
- . Total saisonnier de 116 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur la période du 1<sup>er</sup> novembre 2013 au 31 mars 2014.

*Gaz Métro ne voit pas l'avantage d'une telle option pour sa clientèle.*

*En effet, Gaz Métro pourrait ne pas contracter d'avance une quantité saisonnière équivalente d'achats à Dawn et contracter quotidiennement les achats en fonction des besoins et ce, à un prix spot similaire à NGX Dawn. Il n'y aurait donc pas de surcharge contrairement à celle demandée par les fournisseurs et aucune obligation à contracter la quantité totale, permettant de s'adapter au besoin de la clientèle.»*

- (ii) « Ce rapport devra notamment :
- . identifier les diverses options de remplacement de la tranche d'entrepôt de 116,1 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> non renouvelée;
  - . évaluer le gain potentiel espéré associé à ces options ainsi que les risques, à savoir la variabilité des résultats, en regard du coût de chaque option. Ces analyses doivent prendre en compte la variabilité historique quotidienne (sur une dizaine d'années ou plus, si possible) des conditions climatiques (et des besoins) et des prix. »

**Demande :**

- 13.1 En lien avec le préambule (i), l'intérêt d'une option de demande quotidienne variable avec total saisonnier est faible ou inexistant si l'indice à la transaction est l'indice quotidien puisque les achats spots se font sur l'indice quotidien et fournissent une meilleure flexibilité. Par contre, l'option prend tout son sens si l'indice à la transaction est annuel ou mensuel. Veuillez faire la même démarche en considérant la même option mais avec un indice annuel, saisonnier ou mensuel.

**Réponse :**

Gaz Métro a contacté les trois tierces parties pour évaluer la possibilité d'utiliser d'autres indices. Tous ont confirmé que la notion d'indice saisonnier n'existe pas dans le marché. Il en est de même pour l'indice annuel à Dawn qui n'existe pas. Quant à l'indice annuel à AECO, il existe, mais il n'est pas utilisé à des fins de transaction. De plus, il ne serait pas logique d'établir un prix sur un indice annuel pour une transaction qui couvre uniquement la période du 1<sup>er</sup> décembre au 31 mars.

Pour ce qui est des indices mensuels, il en existe un à AECO (7A) qui est couramment utilisé autant au point AECO que Dawn. En ce qui concerne l'indice à Dawn, NGX n'a pas d'indice mensuel. Par contre, le prix de la transaction peut être structuré à partir de l'indice « Dawn Monthly Inside FERC ». Cet indice n'est pas très utilisé dans le marché et les tierces parties ne seraient pas vraiment intéressées à utiliser un tel indice. À leur avis, l'indice quotidien NGX-Dawn constitue la meilleure base considérant l'optionnalité quotidienne incluse dans ce genre de transactions.

Les prix obtenus pour l'option décrite à la référence (i), selon les différents indices disponibles sont les suivants :

<b>Fournisseur</b>	<b>Coût unitaire * Indice quotidien NGX Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Coût unitaire * Indice mensuel AECO + prime ¢/m<sup>3</sup></b>	<b>Coût unitaire * Indice mensuel Dawn + prime ¢/m<sup>3</sup></b>
Date de demande	10 sept. 2013	18 oct. 2013	18 oct. 2013
A	0,076	2,652	2,842
B	0,133	2,652	0,568
C	0,141	2,160	0,076
Prix moyen	0,117	2,488	1,162

\* appliqué sur le volume total de 116 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>

Pour compléter l'analyse comparative de ces bases, Gaz Métro a évalué les coûts des plans d'approvisionnement considérant une transaction d'achats variables à Dawn sur la base de l'indice mensuel AECO et de l'indice mensuel Dawn selon les conditions suivantes :

- Demande variable jusqu'à un maximum de 1 400 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour ;
- Total saisonnier de 55,6 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup> sur la période du 1<sup>er</sup> décembre 2013 au 31 mars 2014.

La quantité totale correspond à celle que Gaz Métro a conservée en variable dans les plans simulés à la pièce B-0063, Gaz Métro-2, Document 5 et évaluée selon l'indice quotidien NGX-Dawn. Il en est de même pour la période qui débute au 1<sup>er</sup> décembre.

Des évaluations en fonction des conditions climatiques et des prix observés depuis 2008 ont été réalisées. Gaz Métro a demandé aux fournisseurs de reconstruire le prix de la transaction dans le passé. Par exemple, en se plaçant au 1<sup>er</sup> avril 2007, quel aurait été le prix de la transaction pour la période du 1<sup>er</sup> décembre 2007 au 31 mars 2008. Considérant les délais, un seul fournisseur était en mesure de recalculer les prix de la transaction rétroactivement. Toutefois, les données antérieures à 2008 ne sont pas disponibles.

L'annexe 4 présente les résultats des quatre bases d'évaluation. De plus, une comparaison des bases variables avec transaction (indice mensuel AECO et Dawn) avec la base

variable sans transaction (i.e. Gaz Métro gère les achats variables selon les besoins) est présentée.

À l'exception de l'année 2008, les résultats montrent que les scénarios considérant une transaction d'achats variables avec un tiers sur la base d'un indice mensuel sont plus coûteux qu'une structure où Gaz Métro gère les achats variables selon les besoins et effectue ces achats sur la base de l'indice quotidien NGX-Dawn.

Ainsi, la conclusion de Gaz Métro reste la même, elle ne voit pas l'avantage d'une telle option pour sa clientèle.

**Diférentiel de Prix Express et Dawn (¢/m<sup>3</sup>)**

<b>Jour</b>	<b>mai-13</b>	<b>juin-13</b>	<b>juil-13</b>	<b>août-13</b>	<b>sept-13</b>	<b>oct-13</b>
1	3,882 \$	3,760 \$	4,496 \$	5,220 \$	7,813 \$	7,995 \$
2	3,658 \$	3,760 \$	4,496 \$	5,783 \$	7,813 \$	9,888 \$
3	3,890 \$	3,760 \$	4,636 \$	6,163 \$	7,813 \$	8,983 \$
4	3,664 \$	3,675 \$	4,932 \$	6,163 \$	7,767 \$	8,417 \$
5	3,664 \$	3,646 \$	4,934 \$	6,163 \$	8,214 \$	3,213 \$
6	3,664 \$	3,545 \$	5,600 \$	5,974 \$	8,234 \$	3,213 \$
7	3,529 \$	3,626 \$	5,600 \$	6,280 \$	8,581 \$	3,213 \$
8	3,608 \$	3,481 \$	5,600 \$	6,237 \$	8,581 \$	4,360 \$
9	3,619 \$	3,481 \$	5,718 \$	6,183 \$	8,581 \$	3,690 \$
10	3,634 \$	3,481 \$	5,265 \$	6,241 \$	7,647 \$	3,581 \$
11	3,609 \$	3,549 \$	5,046 \$	6,241 \$	7,703 \$	3,670 \$
12	3,609 \$	3,495 \$	5,194 \$	6,241 \$	7,517 \$	3,883 \$
13	3,609 \$	3,445 \$	5,516 \$	6,309 \$	6,918 \$	3,883 \$
14	3,402 \$	3,365 \$	5,516 \$	6,360 \$	6,606 \$	3,883 \$
15	3,355 \$	3,603 \$	5,516 \$	6,412 \$	6,606 \$	3,741 \$
16	3,433 \$	3,603 \$	5,574 \$	6,282 \$	6,606 \$	
17	3,634 \$	3,603 \$	5,647 \$	6,262 \$	6,563 \$	
18	3,548 \$	3,402 \$	6,153 \$	6,262 \$	7,282 \$	
19	3,548 \$	3,401 \$	5,899 \$	6,262 \$	8,249 \$	
20	3,548 \$	3,392 \$	5,682 \$	6,664 \$	8,338 \$	
21	3,548 \$	3,673 \$	5,682 \$	6,746 \$	8,056 \$	
22	3,587 \$	3,459 \$	5,682 \$	6,738 \$	8,056 \$	
23	3,672 \$	3,459 \$	6,071 \$	6,442 \$	8,056 \$	
24	3,502 \$	3,459 \$	6,307 \$	6,611 \$	7,475 \$	
25	3,537 \$	3,919 \$	6,578 \$	6,611 \$	8,087 \$	
26	3,537 \$	3,825 \$	6,528 \$	6,611 \$	7,812 \$	
27	3,537 \$	3,580 \$	6,559 \$	6,738 \$	7,231 \$	
28	3,537 \$	3,527 \$	6,559 \$	6,571 \$	3,699 \$	
29	3,733 \$	4,496 \$	6,559 \$	6,917 \$	3,699 \$	
30	4,074 \$	4,496 \$	5,989 \$	7,795 \$	3,699 \$	
31	3,992 \$		5,485 \$	7,813 \$		



**BILAN MENSUEL D'APPROVISIONNEMENT DE FOURNITURE DANS LE TERRITOIRE DE GAZ MÉTRO - ANNÉE 2013-20014**

	oct-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	nov-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	déc-13 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	janv-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	févr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mars-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	avr-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	mai-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juin-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	juil-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	août-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	sept-14 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	Total 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>
<b><u>DEMANDE DANS LE TERRITOIRE</u></b>													
1	364	448	582	661	579	542	370	304	266	258	263	268	4 904
2	56	66	72	62	63	73	50	40	36	36	35	45	634
3	2	3	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	28
4	4	3	4	4	3	4	3	4	3	4	4	3	42
5	3	4	5	5	5	4	3	2	2	2	2	2	39
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	15
7	11	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	28
8	2	0	2	4	9	1	1	0	0	0	0	0	19
9	13	10	0	0	0	0	0	23	20	22	17	15	122
10	<b>TOTAL DE LA DEMANDE DANS LE TERRITOIRE</b>												
	455	544	667	740	663	628	431	377	332	325	325	345	5 832
<b><u>APPROVISIONNEMENT DE FOURNITURE DANS LE TERRITOIRE</u></b>													
11	2	3	2	3	3	3	2	2	2	2	2	2	28
12	3	3	30	55	39	21	4	2	2	2	2	3	165
Fourniture répartie par type de clients													
13													
					Ratio								
14					<i>Clients en AD</i> 51,3%								
	231	276	326	350		319	310	218	191	168	164	165	174
15					<i>Clients en gaz d'appoint</i> 0,7%								
	3	4	5	5		5	5	3	3	2	2	2	3
16					<i>Clients à prix fixe</i> 6,2%								
	28	33	39	42		39	38	26	23	20	20	20	21
17					<i>Client GNL</i> 0,3%								
	1	1	2	2		2	2	1	1	1	1	1	1
18					<i>Clients ayant leur service de transport</i> 6,8%								
	31	37	43	47		42	41	29	25	22	22	23	385
19					<i>Gaz de réseau</i> 34,7%								
	156	187	220	237		215	210	147	129	113	111	118	1 955
	450	538	635	682		622	605	425	373	327	321	340	5 639
20	<b>TOTAL APPROVISIONNEMENT DE FOURNITURE DANS LE TERRITOIRE</b>												
	455	544	667	740	663	628	431	377	332	325	325	345	5 832



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Cause tarifaire 2014, R-3837-2013**

Bilan des injections de décembre à mars - Site d'entreposage d'Union Gas

**Cause tarifaire 2014**

Date	DJ	Outis LH 10³m³	Achats nets à Dawn 10³m³	Total appro.	Demande apres int. 10³m³	Excédent d'appro. 10³m³	Fuel d'injection 10³m³	Injection nette 10³m³
01-déc-13	9	13 106	5 909	19 015	-17 156	1 859	-11	1 848
02-déc-13	13	13 106	5 886	18 992	-18 832	160	-1	160
03-déc-13	13	14 302	5 906	20 208	-18 772	1 435	-9	1 427
04-déc-13	10	14 302	5 915	20 217	-17 545	2 673	-16	2 657
05-déc-13	14	14 302	5 905	20 207	-18 843	1 364	-8	1 356
06-déc-13	14	14 302	5 887	20 189	-19 965	224	-1	223
10-déc-13	12	14 302	5 904	20 206	-18 973	1 233	-7	1 226
11-déc-13	11	14 302	5 911	20 214	-18 024	2 190	-13	2 177
23-déc-13	15	14 302	5 889	20 191	-19 841	350	-2	348
<b>Sous-total injections - décembre 2013</b>						<b>9 jours</b>		<b>11 420</b>
04-janv-14	14	14 657	7 567	22 224	-20 476	1 748	-10	1 738
05-janv-14	11	14 657	7 589	22 246	-19 162	3 083	-18	3 065
06-janv-14	15	14 657	7 568	22 225	-20 420	1 805	-11	1 794
07-janv-14	17	14 657	7 547	22 204	-21 585	618	-4	615
12-janv-14	15	14 657	7 554	22 211	-21 166	1 045	-6	1 039
<b>Sous-total injections - janvier 2014</b>						<b>5 jours</b>		<b>8 250</b>
20-févr-14	13	14 335	7 549	21 885	-21 301	584	-3	581
21-févr-14	11	14 335	7 580	21 916	-19 518	2 398	-14	2 384
22-févr-14	12	14 076	7 570	21 646	-19 854	1 793	-11	1 782
25-févr-14	15	14 076	7 540	21 616	-21 586	30	0	30
26-févr-14	16	14 076	7 543	21 619	-21 441	178	-1	177
<b>Sous-total injections - février 2014</b>						<b>5 jours</b>		<b>4 953</b>
13-mars-14	13	13 759	5 757	19 516	-19 232	284	-2	283
19-mars-14	11	13 759	5 769	19 528	-18 549	979	-6	973
20-mars-14	11	13 759	5 774	19 533	-18 088	1 445	-9	1 436
21-mars-14	10	13 759	5 776	19 535	-17 822	1 713	-10	1 702
22-mars-14	11	13 759	5 762	19 521	-18 959	562	-3	558
24-mars-14	12	13 759	5 761	19 520	-19 008	512	-3	509
25-mars-14	12	13 759	5 767	19 526	-18 634	893	-5	887
26-mars-14	11	13 132	5 765	18 897	-18 107	790	-5	785
27-mars-14	9	13 132	5 774	18 905	-17 429	1 477	-9	1 468
28-mars-14	8	13 132	5 780	18 911	-16 722	2 189	-13	2 176
29-mars-14	7	13 132	5 783	18 915	-16 261	2 653	-16	2 638
30-mars-14	9	13 132	5 778	18 909	-16 916	1 994	-12	1 982
31-mars-14	6	13 132	5 787	18 919	-15 714	3 205	-19	3 186
<b>Sous-total injections - mars 2014</b>						<b>13 jours</b>		<b>18 583</b>
<b>Total injections décembre 2013 à mars 2014</b>						<b>32 jours</b>		<b>43 206</b>

**Cause tarifaire 2013**

Date	DJ	Outis LH 10³m³	Achats nets à Dawn 10³m³	Total appro.	Demande apres int. 10³m³	Excédent d'appro. 10³m³	Fuel d'injection 10³m³	Injection nette 10³m³
01-déc-12	9	11 515	7 371	18 886	-17 054	1 832	-11	1 821
02-déc-12	14	11 515	7 338	18 853	-18 770	83	0	82
03-déc-12	13	11 515	7 338	18 852	-18 788	65	0	64
04-déc-12	13	11 515	7 350	18 865	-18 153	712	-4	708
<b>Sous-total injections - décembre 2012</b>						<b>5 jours</b>		<b>3 938</b>
04-janv-13	14	12 043	8 495	20 537	-19 924	613	-4	610
05-janv-13	11	12 043	8 522	20 565	-18 579	1 986	-12	1 974
06-janv-13	15	12 043	8 501	20 544	-19 626	918	-5	912
<b>Sous-total injections - janvier 2013</b>						<b>4 jours</b>		<b>3 573</b>
12-janv-13	16	12 043	8 484	20 527	-20 449	77	0	77
20-févr-13	12	11 738	9 411	21 149	-20 885	264	-2	263
21-févr-13	15	11 738	9 419	21 157	-20 478	679	-4	675
<b>Sous-total injections - février 2013</b>						<b>3 jours</b>		<b>2 315</b>
26-févr-13	11	11 480	9 433	20 913	-19 527	1 386	-8	1 378
<b>Sous-total injections - mars 2013</b>								
21-mars-13	11	11 166	6 724	17 890	-17 605	285	-2	283
25-mars-13	11	11 166	6 722	17 888	-17 700	188	-1	187
26-mars-13	10	10 515	6 720	17 234	-17 200	35	0	34
27-mars-13	9	10 515	6 726	17 241	-16 841	400	-2	397
28-mars-13	8	10 515	6 737	17 251	-16 260	991	-6	985
29-mars-13	7	10 515	6 744	17 259	-15 824	1 435	-9	1 426
30-mars-13	9	10 515	6 734	17 249	-16 390	859	-5	854
31-mars-13	6	10 515	6 753	17 267	-15 355	1 912	-11	1 901
<b>Sous-total injections - mars 2014</b>						<b>8 jours</b>		<b>6 068</b>
<b>Total injections décembre 2012 à mars 2013</b>						<b>20 jours</b>		<b>15 894</b>



ÉVALUATION DES OPTIONS D'ACHATS DE GAZ NATUREL

Plan 2013 avec conditions climatiques et prix	DJ	Hypothèses de prix						Prix d'achat tierce partie				Volume d'achats à Dawn			Coût du plan d'appro.	Variation achats variables tierce partie vs Gaz Métro		
		Indice AECO			Prix spot moyen à Dawn			Prix d'achat AECO +	AECO 7A mensuel		Dawn mensuel		Hiver	Été		Total	000 \$	%
		Hiver ¢/m <sup>3</sup> (3)	Été ¢/m <sup>3</sup> (4)	Annuel ¢/m <sup>3</sup> (5)	Hiver ¢/m <sup>3</sup> (6)	Été ¢/m <sup>3</sup> (7)	Annuel ¢/m <sup>3</sup> (8)	Déc-mars ¢/m <sup>3</sup> (9)	Indice Déc-mars ¢/m <sup>3</sup> (10)	Prime moyenne ¢/m <sup>3</sup> (11)	Indice Déc-mars ¢/m <sup>3</sup> (12)	Prime moyenne ¢/m <sup>3</sup> (13)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (14)	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (15)		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> (16)	000 \$ (17)	000 \$ (18)
<b>1 Conditions normales 2013</b>	3 043																	
2 Achat uniforme		11,481	11,443	11,481	11,237	10,166	10,609	2,652				1 169,3	583,2	1 752,5	1 020 799			
3 Achats variables																		
4 Gaz Métro		11,481	11,443	11,481	11,237	10,166	10,609	n/a				1 169,7	582,6	1 752,3	1 020 916			
5 Tierce partie AECO									11,374	2,614		1 169,7	582,6	1 752,3	1 020 769	-147	-0,01%	
6 Tierce partie DAWN											13,633	0,758	1 169,7	582,6	1 752,3	1 021 023	107	0,01%
<b>7 Conditions 2008</b>	2 994																	
8 Achat uniforme		25,979	30,704	28,736	29,925	36,284	33,653	4,684				1 203,8	534,8	1 738,6	1 955 791			
9 Achats variables																		
10 Gaz Métro		25,979	30,704	28,736	29,925	36,284	33,653	n/a				1 203,7	534,8	1 738,5	1 955 966			
11 Tierce partie AECO									25,133	5,680		1 203,1	535,4	1 738,5	1 955 755	-211	-0,01%	
12 Tierce partie DAWN											29,573	-0,265	1 203,1	535,4	1 738,5	1 954 979	-987	-0,05%
<b>13 Conditions 2009</b>	3 126																	
14 Achat uniforme		20,158	13,293	16,154	24,885	16,929	20,221	5,345				1 181,0	573,1	1 754,1	1 305 410			
15 Achats variables																		
16 Gaz Métro		20,158	13,293	16,154	24,885	16,929	20,221	n/a				1 181,5	572,5	1 754,0	1 305 104			
17 Tierce partie AECO									21,647	6,168		1 180,4	573,6	1 754,0	1 307 349	2 245	0,17%	
18 Tierce partie DAWN											26,168	1,250	1 180,4	573,6	1 754,0	1 307 365	2 261	0,17%
<b>19 Conditions 2010</b>	2 610																	
20 Achat uniforme		17,263	13,665	15,164	19,444	17,121	18,082	3,250				1 040,6	535,7	1 576,3	1 207 448			
21 Achats variables																		
22 Gaz Métro		17,263	13,665	15,164	19,444	17,121	18,082	n/a				1 032,4	543,8	1 576,2	1 207 866			
23 Tierce partie AECO									18,725	5,555		1 051,0	525,2	1 576,2	1 209 987	2 121	0,18%	
24 Tierce partie DAWN											20,657	1,023	1 051,0	525,2	1 576,2	1 208 429	563	0,05%
<b>25 Conditions 2011</b>	3 051																	
26 Achat uniforme		13,538	13,289	13,393	16,013	15,729	16,414	3,061				1 177,7	581,2	1 758,9	1 127 818			
27 Achats variables																		
28 Gaz Métro		13,538	13,289	13,393	16,013	15,729	16,414	n/a				1 177,6	581,2	1 758,8	1 127 817			
29 Tierce partie AECO									13,579	2,815		1 178,5	580,3	1 758,8	1 127 702	-115	-0,01%	
30 Tierce partie DAWN											16,407	0,682	1 178,5	580,3	1 758,8	1 128 122	304	0,03%
<b>31 Conditions 2012</b>	2 577																	
32 Achat uniforme		9,050	8,167	8,535	11,704	10,663	11,093	3,453				1 031,7	506,0	1 537,7	838 390			
33 Achats variables																		
34 Gaz Métro		9,050	8,167	8,535	11,704	10,663	11,093	n/a				1 021,8	515,9	1 537,7	837 640			
35 Tierce partie AECO									9,817	3,596		1 041,1	496,6	1 537,7	838 710	1 070	0,13%	
36 Tierce partie DAWN											12,054	0,834	1 041,1	496,6	1 537,7	838 504	864	0,10%