

RÉPONSE DE SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO (GAZ MÉTRO) À LA  
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS DE GAZ (ACIG) DANS  
LE CADRE DU DOSSIER SUR LA DEMANDE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER HORIZON 2015-2018

---

**CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET ÉCONOMIQUE**

**1. Références :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 38, lignes 2 à 4
- (ii) [http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/grille\\_tarifaire.pdf](http://www.hydroquebec.com/publications/fr/tarifs/pdf/grille_tarifaire.pdf)
- (iii) Demande tarifaire d'Hydro-Québec Distribution 2015-2016 (R-3905-2014): pièce B-0002, paragraphe 7

**Préambule :**

- (i) « Pour ce qui est des tarifs d'électricité, Gaz Métro utilise l'hypothèse que les tarifs en vigueur en avril 2013 seraient majorés de 2,0 % pour chaque année de 2015 à 2018, applicables au 1<sup>er</sup> avril. » (nos soulignés)
- (ii) « Hausse moyenne de 4,27% au 1<sup>er</sup> avril 2014 à l'exception du tarif L dont la hausse est de 3,45% »
- (iii) « Pour l'année tarifaire 2015-2016, les revenus requis présentés par le Distributeur, incorporant l'effet de la demande exceptionnelle relative à la disposition du compte de pass-on, se traduisent par une hausse des tarifs d'électricité de 3,9 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L pour lequel la hausse est de 3,5 %. Cette hausse permet de recouvrer les revenus additionnels requis pour l'année témoin 2015, tel que présenté à la pièce HQD-1, document 1 »

**Questions :**

- 1.1. Veuillez indiquer à quel tarif d'électricité Gaz Métro fait référence à la référence (i).

**Réponse :**

Gaz Métro fait référence au tarif général de la grille 2013 d'Hydro-Québec, tel que présenté au tableau en référence :

[http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs\\_CondServices/HQD\\_GrilleTarifs2013.pdf](http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HQD_GrilleTarifs2013.pdf)

- 1.2. Veuillez expliquer la méthodologie utilisée par Gaz Métro pour déterminer la valeur de la prévision de la hausse des tarifs d'électricité mentionnée à la référence (i).

**Réponse :**

Gaz Métro a utilisé une moyenne historique des hausses d'Hydro Québec des 10 dernières années (2005-2014). Compte tenu que les hausses fluctuent de façon importante à travers le temps et conséquemment ne permettent pas de dégager une tendance fiable, la moyenne historique reste l'approche privilégiée par Gaz Métro. Le tableau suivant montre l'historique des variations tarifaires d'Hydro Québec.

**Variations tarifaires**

Année	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne
Variations Tarifaires	1,40%	1,20%	5,30%	1,90%	2,90%	1,20%	-0,40%	-0,50%	2,40%	4,30%	1,97%

- 1.3. Veuillez expliquer pourquoi le pourcentage de hausse des prix de l'électricité mentionné à la référence (i) est significativement inférieur aux hausses d'électricité mentionnées aux références (ii) et (iii).

**Réponse :**

En utilisant une hausse moyenne de 2 %, Gaz Métro s'assure de présenter une situation concurrentielle conservatrice. Le tableau suivant reprend le tableau 13 de la référence i), page 44 et compare la position concurrentielle qui comprend une hausse tarifaire de 2 % versus une position concurrentielle qui inclut les tarifs actuellement en vigueur. Les résultats démontrent une variation marginale.

	(Gaz naturel = 100) Volume annuel	Profils chauffage				Profil stable
		14 600 m <sup>3</sup>	41 500 m <sup>3</sup>	100 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>	400 000 m <sup>3</sup>
1	<b>2014-2015</b>					
2	Électricité - Hausse 2 %	122	137	135	151	206
3	Électricité - Hausse réelle au 1 <sup>er</sup> avril 2014	124	140	138	154	209
4	<b>2015-2016</b>					
5	Électricité - Hausse 2 %	124	137	137	153	209
6	Électricité - Hausse réelle au 1 <sup>er</sup> avril 2014	127	140	141	157	212
7	<b>2016-2017</b>					
8	Électricité - Hausse 2 %	126	139	140	156	212
9	Électricité - Hausse réelle au 1 <sup>er</sup> avril 2014	129	142	143	159	216
10	<b>2017-2018</b>					
11	Électricité - Hausse 2 %	128	141	142	158	214
12	Électricité - Hausse réelle au 1 <sup>er</sup> avril 2014	131	144	145	161	218

## SITUATION CONCURRENTIELLE

### 2. Référence :

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 40, lignes 6 à 9

### Préambule :

- (i) « Pour l'ensemble des marchés, la position concurrentielle du gaz naturel face au mazout est favorable et l'impact de l'entrée en vigueur du SPEDE sur la facture énergétique d'un client devrait être plus élevé pour un client consommant du mazout qu'un client au gaz naturel. »

### Questions :

- 2.1. Veuillez indiquer si Gaz Métro a évalué l'impact, dans l'élaboration de son plan d'approvisionnement, de l'entrée en vigueur du SPEDE au Québec sur la position concurrentielle de Gaz Métro par rapport aux régions voisines qui ne font pas partie du marché du carbone, par exemple la province de l'Ontario.

**Réponse :**

Non, la position concurrentielle est évaluée en fonction des prix relatifs des énergies au Québec. Une analyse de la position concurrentielle interprovinciale est très complexe et comporte de multiples autres facteurs que simplement les coûts d'énergies. De ce fait, Gaz Métro se contente d'évaluer la position concurrentielle intraprovinciale.

- 2.2. Plus particulièrement, veuillez élaborer sur l'impact de ce facteur sur les clients interruptibles de Gaz Métro qui, lorsqu'ils sont interrompus, ont recours au mazout comme source d'énergie alternative.

**Réponse :**

Tel que mentionné à la référence i, ainsi qu'à la pièce B-0050, Gaz Métro – 7, Doc 1, page 41, lignes 5 à 11, la situation concurrentielle du gaz naturel par rapport au mazout devrait être favorable. Ainsi, un client interruptible ayant recours au mazout comme source d'énergie alternative aura une facture énergétique plus élevée. Cette tendance à la hausse des prix du mazout encourage les clients à s'engager à long terme au service continu. Cette situation explique les nombreux transferts observés depuis 2013.

### **PRÉVISION DES LIVRAISONS 2015-2018**

**3. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 50, Graphique 13

**Question :**

- 3.1. Veuillez expliquer l'asymétrie entre les scénarios défavorable et favorable par rapport au scénario de base.

**Réponse :**

Le scénario favorable présente plusieurs petites hausses de production chez des clients existants ainsi que l'arrivée de nouveaux clients qui ne sont pas inclus au scénario de base. Pour sa part, le scénario défavorable ne contient pas les nouvelles ventes qui sont présentes au scénario de base et favorable et considère des diminutions importantes de consommation chez des clients existants. Les écarts au service continu et interruptible

entre les scénarios défavorable et favorable sont présentés aux tableaux 20 et 22 de la référence i, aux pages 61 et 64.

**4. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 52, Tableau16, lignes 10, 20, 30 et 39

**Questions :**

- 4.1. Veuillez expliquer les différents types de clients qui sont desservis par les livraisons de la catégorie Gaz naturel liquéfiée (GNL) mentionnée à la référence (i).

**Réponse :**

Les principaux marchés visés se retrouvent dans le transport lourd et maritime, les industriels en régions éloignées non desservies en gaz naturel (régions du Nord-du-Québec) et les distributeurs de gaz naturel en Nouvelle-Angleterre.

- 4.2. Veuillez expliquer le changement majeur que l'on constate entre les livraisons anticipées au 30 septembre 2015 par rapport à celles anticipées au 30 septembre 2016 pour le gaz naturel liquéfié comme indiqué aux lignes 20 et 30 de la référence 1.

**Réponse :**

Gaz Métro aimerait préciser que les principaux changements observés se réaliseront entre le 30 septembre 2016 et le 30 septembre 2017, tel que précisé aux lignes 20 et 30 de la référence 1 et non entre 2015 et 2016, tel que mentionné dans la question.

La différence s'explique par le projet d'agrandissement de l'usine LSR visant l'ajout d'un second liquéfacteur qui serait complété à l'automne 2016 et qui permettrait au client GNL d'augmenter les ventes de GNL.

**5. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 53 lignes 9 à 12

**Préambule :**

- (i) « Afin de tenir compte de la problématique des enjeux de saturation de réseau, quatre clients sur un tronçon saturé migreront au service continu seulement pour la première année du plan. Un retour au service interruptible est prévu dès novembre 2016. »

**Questions :**

- 5.1. Veuillez élaborer sur la possibilité pour Gaz Métro d'offrir du service continu sur un tronçon saturé.

**Réponse :**

Présentement, un processus de gestion du réseau est fait spécifiquement pour les tronçons de transmission saturés. Chaque nouvelle vente qui représente plus de 100 m<sup>3</sup>/h ainsi que chaque demande de migration du service interruptible au service continu doit être approuvée par l'ingénierie.

- 5.2. Veuillez élaborer sur les raisons pour lesquelles un retour au service interruptible est prévu dès novembre 2016.

**Réponse :**

La Régie a indiqué dans la décision D-2012-158 qu'elle « *juge que le distributeur est le premier responsable de la sécurité de son réseau et, qu'en ce sens, il doit prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement des clients de son réseau* » (paragraphe 109). Ainsi, Gaz Métro a la responsabilité de s'assurer de la sécurité de son réseau. Compte tenu du niveau de saturation élevé actuel sur certains tronçons, certaines mesures temporaires ont été prises pour pouvoir continuer à desservir la clientèle. Toutefois, la croissance des débits horaires observés dans les autres marchés ainsi que les nouvelles ventes signées par Gaz Métro viennent réduire la capacité résiduelle des réseaux. Puisque Gaz Métro n'est pas en mesure de s'assurer que les capacités seront suffisantes pour desservir ces quatre clients au service continu à compter de novembre 2016, Gaz Métro n'a accepté que de façon temporaire leur demande de transfert au service continu, en attendant le renforcement de réseau nécessaire pour leur permettre d'accéder au service continu.

**6. Références :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 53 lignes 25 à 28

**Préambule :**

- (i) « *L'arrivée de clients œuvrant dans les domaines des produits chimiques, de l'aluminium et de la métallurgie est prévue. Finalement, pour l'année 2018,*

*l'implantation d'un client majeur fabricant des produits fertilisants amène une hausse considérable des volumes en nouvelles ventes.»*

**Question :**

- 6.1. Veuillez indiquer si la prévision des volumes de consommation associés aux clients industriels, mentionnés en préambule, est basée sur des engagements fermes, par opposition à de simples projections.

**Réponse :**

Seule la prévision relative à IFFCO est basée sur un engagement contractuel.

**CONTEXTE ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT – PLAN 2015-2018**

**7. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 80 lignes 12 à 14

**Préambule :**

- (i) « *Gaz Métro est en discussion avec Union Gas quant aux modalités qui seraient applicables si la mise en service des capacités additionnelles qui étaient prévues au 1er novembre 2015 était reportée au 1er novembre 2016. Aucune entente n'a encore été convenue à cet effet.»*

**Question :**

- 7.1. Veuillez élaborer sur les risques et les coûts pour Gaz Métro de ne pas avoir d'entente avec Union Gas pour couvrir l'éventualité où la mise en service des capacités additionnelles était reportée au 1<sup>er</sup> novembre 2016.

**Réponse :**

Si aucune entente n'est convenue avec Union Gas, dans l'éventualité où la mise en service des capacités additionnelles requises auprès de TCPL était reportée, mais que les capacités contractées auprès d'Union Gas étaient disponibles, Gaz Métro serait alors détenteur des capacités contractées auprès d'Union Gas et aurait à payer les coûts afférents.

En fonction des tarifs actuels du transport M12 de 2,42 \$/GJ/mois (9,169 ¢/m<sup>3</sup>/mois) et des capacités additionnelles de 257 784 GJ/jour (6 803 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour), le coût mensuel serait de 623 837 \$.

À ce stade-ci, Gaz Métro n'est pas en mesure de se prononcer sur le risque entourant un éventuel report de la mise en service des capacités additionnelles auprès de TCPL et sur la possibilité que Gaz Métro ne puisse s'entendre avec Union Gas quant aux coûts à payer, le cas échéant.

**8. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 84 lignes 10 à 22

**Préambule :**

- (i) « *Gaz Métro suit également le développement du gaz de shale de l'Utica sur la rive sud du Saint-Laurent, entre Québec et Montréal et s'intéresse, sur un horizon à plus long terme, au développement des divers projets des terminaux méthaniers et espère pouvoir négocier auprès d'éventuels fournisseurs afin d'être desservie en gaz naturel directement au Québec, à partir d'un terminal méthanier. Sur l'horizon du plan 2015-2018, aucune source d'approvisionnement provenant des ports méthaniers ou du bassin de gaz de shale de l'Utica n'a été intégrée à la structure d'approvisionnement. Ces sources potentielles d'approvisionnement, même si elles ne font pas directement partie de l'horizon du plan, restent présentes dans la réflexion que Gaz Métro porte sur sa structure d'approvisionnement futur. Si de nouvelles sources d'approvisionnement deviennent disponibles dans l'horizon du plan, Gaz Métro verra, le cas échéant, à réorganiser sa structure d'approvisionnement pour les intégrer.* » (nos soulignés)

**Questions :**

- 8.1. Veuillez indiquer à quels projets de terminaux méthaniers Gaz Métro fait référence en (i).

**Réponse :**

Gaz Métro fait essentiellement référence au projet Rabaska, qui est présentement suspendu en raison de l'abondance de production de gaz naturel sur le continent nord-américain. Quant à l'ancien site du projet de port méthanier de TCPL à Gros Cacouna, il a récemment changé de vocation. TCPL envisage y implanter un terminal maritime pour le transport du pétrole dans le cadre de son projet Oléoduc Énergie Est.

- 8.2. En plus des projets de terminaux méthaniers abordés à la question précédente, veuillez indiquer quelles autres sources d'approvisionnement potentielles envisage Gaz Métro à la référence (i).

**Réponse :**

Le paragraphe cité en préambule résume le fait que Gaz Métro se doit d'être constamment à l'affût des opportunités offertes dans le marché quant à de nouvelles sources d'approvisionnement gazier sur son territoire.

Les autres sources d'approvisionnement potentielles concernent le gaz naturel renouvelable et la production du gaz de shale de l'Utica au Québec.

**9. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, Annexe 6, page 1 lignes 9, 23, 31 et 43.

**Question :**

- 9.1. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur anticipe avoir suffisamment d'outils d'approvisionnement (ligne 23) pour répondre à la demande annuelle totale (ligne 9) alors même qu'il prétend ne pas avoir suffisamment de transport (ligne 43) pour répondre à ses débits quotidiens maximum (ligne 31).

**Réponse :**

Le tableau présenté à l'annexe 6 fournit à la ligne 46, les capacités à acheter ou vendre, selon le cas, afin de détenir les approvisionnements totaux pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la demande conformément aux bases d'évaluation approuvées par la Régie. Il s'agit donc de la structure d'approvisionnement planifiée par Gaz Métro sur l'horizon du plan.

Une fois la structure identifiée, le détail du plan d'approvisionnement sous des conditions climatiques normales peut être simulé. Cet exercice précise l'utilisation des outils d'approvisionnement (lignes 10 à 23) utilisés pour répondre à la demande totale (lignes 1 à 9).

**FOURNITURE DE GAZ NATUREL**

**10. Référence :**

- (i) B-0050, Gaz Métro - 7, Doc 1, page 93 lignes 24 à 28

**Préambule :**

- (i) « D'autre part, la stratégie incluait la négociation d'un contrat d'échange entre Dawn et GMIT EDA auprès d'un tiers pour une capacité de 39 000 GJ/jour (1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour) prenant effet le 1<sup>er</sup> novembre 2016. Cette négociation n'est pas complétée, mais la transaction a été intégrée au plan d'approvisionnement et est indiquée à la ligne 30 de l'annexe 3.»

**Questions :**

- 10.1. Veuillez expliquer le fonctionnement du contrat d'échange entre Dawn et GMIT EDA auprès d'un tiers mentionné en préambule.

**Réponse :**

Cette transaction consiste en un échange de gaz naturel entre deux points géographiques. Pour une journée donnée, Gaz Métro livrerait au point Dawn 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de gaz naturel à la tierce partie augmenté du gaz de compression. Pour cette même journée, Gaz Métro recevrait 1 029 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour de gaz naturel à GMIT EDA.

- 10.2. Veuillez indiquer si la négociation mentionnée à la référence (i) est maintenant complétée.

**Réponse :**

Les négociations n'ont pas été concluantes. Cette transaction auprès de la tierce partie ne sera donc pas concrétisée.

**ACCROISSEMENT DE LA CAPACITÉ DE VAPORISATION À L'USINE LSR**

**11. Référence :**

- (i) B-0047, Gaz Métro - 6, Doc 1, page 6 lignes 14 à 16

**Préambule :**

- (i) « Afin de répondre au suivi de la Régie, Gaz Métro a évalué que le débit de vaporisation à l'usine LSR pouvait être augmenté de 43 000 GJ/jour, soit un débit horaire moyen additionnel de 47 300 m<sup>3</sup>/h (pour un **total de 285 000 m<sup>3</sup>/h ou 260 000 GJ/jour**).»

**Question :**

11.1. Veuillez élaborer sur les justifications technico/économique qui expliquent le volume de 43 000 GJ/jour mentionnés à la référence.

**Réponse :**

En fonction de la demande d'ajout de vaporisation, le niveau visé a été établi en fonction de la différence entre la demande continue en journée de pointe et les besoins d'hiver extrême. En partant de cet élément, Gaz Métro a effectué des analyses et a conclu qu'un débit horaire moyen de vaporisation de 47 300 m<sup>3</sup>/h pouvait être ajouté. Le projet a donc été développé sur cette base.

**12. Référence :**

(i) B-0047, Gaz Métro - 6, Doc 1, page 7 ligne 21

**Préambule :**

(i) « Les coûts pour les modifications à l'usine LSR sont estimés à 11,46 M\$. »

**Question :**

12.1. Veuillez indiquer quelle est la période d'amortissement de l'équipement associé aux modifications à l'usine LSR mentionné à la référence (i).

**Réponse :**

La période d'amortissement considérée par Gaz Métro suit les principes usuellement considérés pour ce genre d'actifs dans le cadre des projets d'investissement, soit de 35 ans pour les modifications à l'usine LSR.

**13. Référence :**

(i) B-0047, Gaz Métro - 6, Doc 1, page 9 lignes 15-16

**Préambule :**

(i) « Les coûts pour les modifications au réseau d'alimentation sont évalués préliminairement à 20,30 M\$. »

**Questions :**

13.1.À la référence (i), le Distributeur estime le coût de l'option hydraulique 2 à 20,30 M\$.  
Veuillez indiquer quel est le coût pour l'option hydraulique 1.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 20.1 de la Régie de l'Énergie.

13.2.Veuillez indiquer quelles sont les périodes d'amortissement pour les options hydrauliques 1 et 2.

**Réponse :**

Les périodes d'amortissement considérées par Gaz Métro suivent les principes usuellement considérés pour ce genre d'actifs dans le cadre des projets d'investissement, soit:

- Conduites alimentation : 44 ans
- Servitudes : 70 ans
- Terrains : non amortissables

**14. Référence :**

(i) B-0047, Gaz Métro - 6, Doc 1, page 10 lignes 19 à 22

**Préambule :**

(i) « Profil de GNL avec une capacité d'entreposage réservée à l'usine de 4 104 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>, soit l'équivalent de 14 jours de ventes GNL.

*Avec la mise en place potentielle du liquéfacteur #2, la capacité réservée par le client GNL sera inférieure à la capacité de réservation de 10 Mm<sup>3</sup> initialement considérée.»*

**Questions :**

14.1. Veuillez indiquer en quoi consiste la mise en place potentielle du liquéfacteur #2.

**Réponse :**

Dans le cadre de la Cause tarifaire 2014, Gaz Métro a déposé une demande d'investissement à l'usine LSR pour augmenter la production de GNL (réf : B-0041, Gaz Métro-2, Document 6, Section A). Cette demande explique dans le détail en quoi consiste ce projet qui vise à augmenter la capacité de liquéfaction annuelle de l'usine par l'ajout d'un liquéfacteur additionnel.

14.2. Veuillez indiquer si le Distributeur compte augmenter la capacité d'entreposage à l'usine LSR

**Réponse :**

Non. Présentement, les infrastructures sur le site de l'usine LSR ne permettent pas un accroissement de la capacité d'entreposage.

**NOUVELLE CLASSE TARIFAIRE DE SERVICE INTERRUPTIBLE**

**15. Référence :**

- (i) B-0047, Gaz Métro - 6, Doc 1, page 18 lignes 27 à 29 et page 19, lignes 1 à 2

**Préambule :**

- (i) « *Compensation financière fixe de 10 ¢/m<sup>3</sup> sujet à interruption pour reconnaître le volume « rendu disponible » par le client et compenser le maintien d'une source d'énergie alternative fiable.*

*Compensation financière variable de 40 ¢/m<sup>3</sup> interrompu afin de compenser le coût de l'utilisation d'une source d'énergie alternative pendant les jours d'interruption.»*

**Question :**

15.1. Veuillez indiquer comment ont été déterminées les compensations financières mentionnées en préambule.

**Réponse :**

Veillez vous référer à la réponse à la question 24.2 de la demande de renseignements no 4 de la Régie (Gaz Métro-11, Document 1).

**MÉTHODE D'ÉVALUATION DE LA DEMANDE CONTINUE EN JOURNÉE DE POINTE**

**16. Référence :**

- (i) B-0017, Gaz Métro - 4, Doc 2, section 4.2, page 28 et suivantes

**Questions :**

- 16.1. Veuillez indiquer les raisons qui ont justifié le choix de l'hiver 2011-2012 pour l'analyse statistique faite à la référence (i).

**Réponse :**

La Cause tarifaire 2015 étant en développement, l'analyse de la méthodologie de calcul de la demande continue en journée de pointe, présentée à la pièce identifiée en référence, a été développée en fonction des données de la Cause tarifaire 2014.

L'élaboration du dossier 2014 ayant été effectuée durant l'hiver 2012-2013, la dernière année disponible pour les conditions climatiques et les volumes réels consommés est l'année 2011-2012.

- 16.2. Afin de valider la robustesse du modèle proposé, veuillez présenter cette analyse pour les hivers 2012-2013 et 2013-2014.

**Réponse :**

Les tableaux et graphiques suivants présentent l'analyse citée à la référence (i) en considérant les hivers 2012-2013 et 2013-2014 pour l'établissement de la régression linéaire.

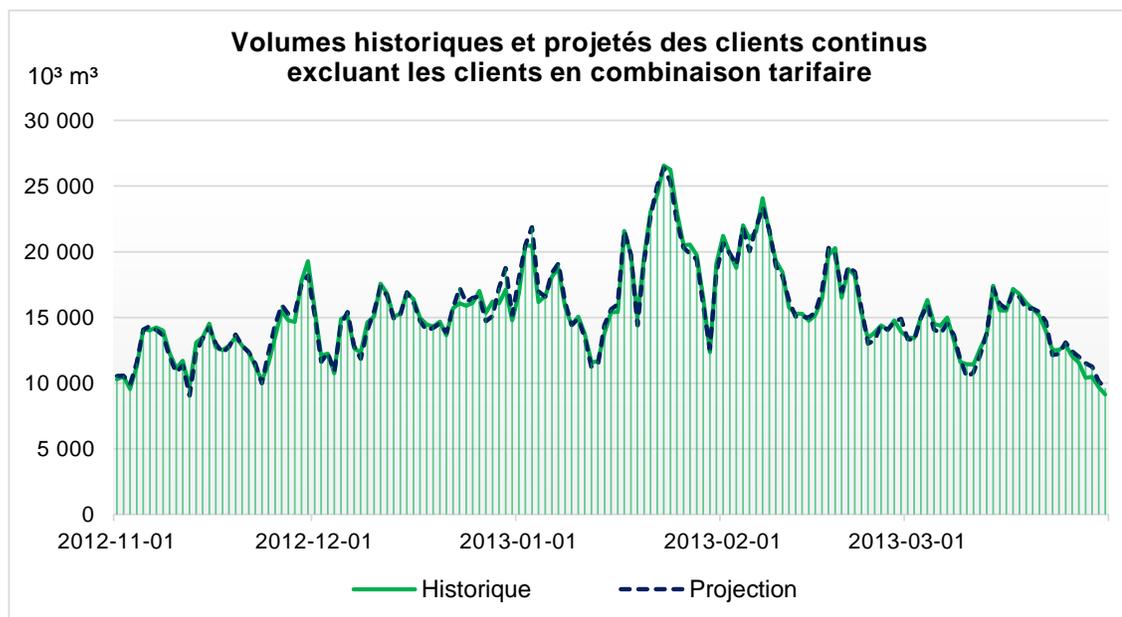
**Hiver 2012-2013**

Les résultats de la régression linéaire sur les consommations observées durant l'hiver 2012-2013 sont :

**Clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire**

Paramètres (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Paramètres (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Paramètres (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	
Base	5 542	DJ (t)	348
Dimanche	662	DJ (t-1)	107
Lundi	1 924	DJ(t) x Vent (t)	2
Mardi	1 911	R <sup>2</sup>	97,9%
Mercredi	1 909		
Jeudi	2 014		
Vendredi	1 153		
Samedi	0		
Ferié	-2 887		
	Novembre	0	
	Décembre	520	
	Janvier	878	
	Février	916	
	Mars	64	

Le facteur de corrélation de la régression est de 97,9 %. Le graphique suivant permet de constater la forte corrélation entre les volumes historiques et les volumes projetés selon la régression établie ci-dessus.



L'établissement de la journée de pointe selon le budget 2014 et l'année de référence de la régression 2012-2013 se détaille comme suit :

Budget 2014 - Régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
1 Clients continus purs	497 324	574 057	500 833	456 191
2 Clients continus en combinaison tarifaire	84 297	86 624	78 510	86 061
3 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800
<hr/>				
5 Année de régression	2012-2013			
6 Paramètres de régression continus purs (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
7 Base	8 076	8 434	8 472	7 619
8 DJ t	348	348	348	348
9 DJ t-1	107	107	107	107
10 DJ t x V t	2	2	2	2
11 Paramètres journée de pointe				
12 DJ t	43,66			
13 DJ t-1	32,55			
14 DJ t x V t	602,77			
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
15 Pointe selon formule de régression	28 001	28 359	28 397	27 545
16 Ajustement pour la demande 2014	1,025	1,025	1,025	1,025
17 Pointe clients continus purs et Autres	28 700	29 067	29 106	28 232
18 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962
19 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90
20 Journée de pointe = maximum	31 730	32 116	<b>32 161</b>	31 285
21 <b>Pointe selon méthode actuelle</b>			<b>29 995</b>	
22 Variation			2 165	

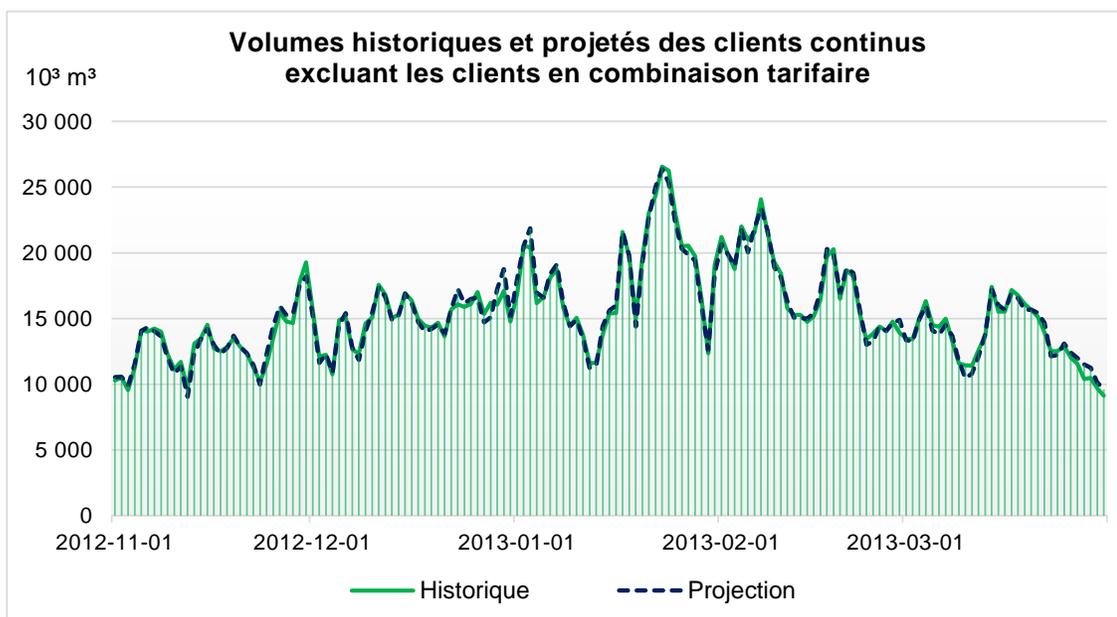
**Hiver 2013-2014**

Les résultats de la régression linéaire sur les consommations observées durant l'hiver 2013-2014 sont :

**Clients continus excluant les clients en combinaison tarifaire**

Paramètre	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Paramètre	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> )	Paramètre	(10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)
Constante	<b>7 251</b>	Novembre	0	DJ (t)	<b>329</b>
Dimanche	565	Décembre	145	DJ (t-1)	<b>114</b>
Lundi	1 617	Janvier	<b>633</b>	DJ x Km/h	<b>2</b>
Mardi	1 776	Février	366		
Mercredi	1 827	Mars	-90	R <sup>2</sup>	97,7%
Jeudi	<b>1 953</b>				
Vendredi	1 099				
Samedi	0				
Ferié	-2 686				

Le facteur de corrélation de la régression est de 97,7 %. Le graphique suivant permet de constater la forte corrélation entre les volumes historiques et les volumes projetés selon la régression établie ci-dessus.



L'établissement de la journée de pointe selon le budget 2014 et l'année de référence de la régression 2013-2014 se détaille comme suit :

Budget 2014 - Régression globale excluant les clients en combinaison tarifaire				
	Décembre	Janvier	Février	Mars
<b>Demande normale projetée (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
1 Clients continus purs	497 324	574 057	500 833	456 191
2 Clients continus en combinaison tarifaire	84 297	86 624	78 510	86 061
3 Autres	4 548	5 186	4 570	4 295
4 Client biogaz en réseau dédié	2 100	2 700	2 600	2 800
<hr/>				
5 Année de régression	2013-2014			
6 Paramètres de régression continus purs (10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /unité)	Décembre	Janvier	Février	Mars
7 Base	9 349	9 837	9 570	9 114
8 DJ t	329	329	329	329
9 DJ t-1	114	114	114	114
10 DJ t x V t	2	2	2	2
11 Paramètres journée de pointe				
12 DJ t	43,66			
13 DJ t-1	32,55			
14 DJ t x V t	602,77			
<b>Calcul de la demande en journée de pointe (10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>)</b>				
15 Pointe selon formule de régression	28 647	29 134	28 868	28 411
16 Ajustement pour la demande 2014	0,956	0,956	0,956	0,956
17 Pointe clients continus purs et Autres	27 381	27 847	27 592	27 156
18 Volumes souscrits clients en combinaison tarifaire	2 962	2 962	2 962	2 962
19 Client biogaz en réseau dédié	68	87	93	90
20 Journée de pointe = maximum	30 411	<b>30 896</b>	30 647	30 208
21 <b>Pointe selon méthode actuelle</b>		<b>29 995</b>		
22 Variation		900		

Les analyses ci-dessus permettent de confirmer la robustesse du modèle. Indépendamment de l'année de référence utilisée pour la régression, les facteurs de corrélation sont autour de 98 %. Les graphiques permettent de constater cette forte corrélation entre les volumes projetés par la régression et les volumes historiques.

L'impact du changement de l'année de référence pour la régression se traduit par l'utilisation de facteurs d'ajustement différents afin d'amener les volumes projetés par la régression au niveau des volumes de l'année témoin.

Gaz Métro rappelle que l'année de référence utilisée est l'année historique complète disponible au moment d'élaborer son plan d'approvisionnement. Pour la Cause tarifaire 2014, l'année historique complète disponible lors de l'établissement du plan d'approvisionnement (hiver 2012-2013) est l'année 2011-2012.

**ENJEUX RELIÉS AU TAUX DE SATURATION ÉLEVÉ DE CERTAINS TRONÇONS DU RÉSEAU DE TRANSMISSION DE GAZ MÉTRO**

**17. Références :**

- (i) B-0049, Gaz Métro - 6, Doc 3, page 4, lignes 1 à 8
- (ii) B-0049, Gaz Métro - 6, Doc 3, page 10, lignes 4 à 6

**Préambule :**

- (i) *« En date de la présente, Gaz Métro informe la Régie que les travaux à l'égard des enjeux reliés au taux de saturation élevé de certains tronçons du réseau de distribution ne sont pas exécutés et sont toujours en cours de réalisation. Ce plus long délai est occasionné par un niveau d'analyse plus important qu'anticipé et au fait que Gaz Métro a recours à des experts. La participation d'experts est requise pour l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier ainsi que pour la prévision à long terme de la demande de pointe.*

*Gaz Métro estime qu'il sera en mesure d'exécuter ces travaux au cours des prochains mois et de proposer des solutions à la Régie. »*

- (ii) *«Gaz Métro demande à la Régie de prendre acte que le dossier traitant des enjeux de saturation de son réseau sera déposé dans les prochains mois, incluant le suivi concernant l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier. »*

**Questions :**

- 17.1. Veuillez élaborer sur le degré d'avancement en date d'aujourd'hui du suivi de la décision D-2013-192 (voir référence (ii)) relativement aux enjeux de saturation du réseau de même que des critères de conception et d'opération du réseau gazier.

**Réponse :**

Gaz Métro sera en mesure de compléter ses travaux et de proposer des solutions à la Régie à l'automne 2014. Plus spécifiquement, le suivi concernant l'analyse des critères de conception et d'opération du réseau gazier est bien avancé. Les experts ont présenté leurs recommandations à Gaz Métro, ils sont en cours de rédaction de leur rapport.

- 17.2. Plus particulièrement, veuillez indiquer la date approximative à laquelle seront déposées les expertises mentionnées à la référence (i) ainsi que le forum dans lequel elles seront déposées.

**Réponse :**

Gaz Métro sera en mesure de compléter ses travaux et de proposer des solutions à la Régie à l'automne 2014 dans le cadre d'un projet d'investissement.

17.3. Veuillez indiquer si les mesures temporaires mises en place pour l'hiver 2013-2014 pour pallier à la problématique de la saturation sur certains tronçons du réseau seront reconduites pour l'hiver 2014-2015.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements no 4 de la Régie (Gaz Métro-11, Document 1).

17.4. Dans l'éventualité où ces mesures temporaires ne seraient pas reconduites, veuillez élaborer sur les mesures qui seront prises par Gaz Métro pour pallier à cette problématique.

**Réponse :**

Veuillez vous référer à la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements no 4 de la Régie (Gaz Métro-11, Document 1).