

**PROJETS D'INVESTISSEMENT**  
**VISANT L'AMÉLIORATION ET LE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX**  
**DE TRANSMISSION DE L'ESTRIE ET DU SAGUENAY**

**AUTRES MESURES ENVISAGÉES**

**SUIVI DE LA DÉCISION D-2013-192**

## TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
<b>QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES? .....</b>	<b>3</b>
<b>1 Augmenter la Pression minimale contractuelle.....</b>	<b>3</b>
1.1 Sans un investissement du transporteur.....	3
1.2 Avec un investissement du transporteur.....	4
<b>2 Accroître l'efficacité énergétique des tronçons saturés.....</b>	<b>5</b>
2.1 Estimation des économies volumiques et besoin additionnel de capacité.....	5
<b>3 Ajustements tarifaires .....</b>	<b>6</b>
<b>3.1 Ajout d'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h .....</b>	<b>7</b>
3.1.1 Profil de consommation et CU .....	8
3.1.2 Impact d'une composante en m <sup>3</sup> /h sur les coûts .....	10
3.1.3 Impact d'une composante en m <sup>3</sup> /h sur le débit horaire.....	11
<b>3.2 Interruptible et super interruptible .....</b>	<b>14</b>

## **QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES?**

1 En plus des autres solutions envisagées présentées aux pièces Gaz Métro 1, document 2 et  
2 Gaz Métro 1, document 3 du présent dossier, Gaz Métro a évalué d'autres mesures permanentes  
3 qui n'ont pas été retenues. Ces mesures sont :

- 4 - Augmenter la *Pression minimale contractuelle*;
- 5 - Accroître l'efficacité énergétique des tronçons saturés;
- 6 - Ajuster les tarifs.

### **1 AUGMENTER LA PRESSION MINIMALE CONTRACTUELLE**

7 Une façon d'augmenter la capacité du réseau est de demander au transporteur d'augmenter,  
8 d'une façon permanente, la *Pression minimale contractuelle* de 4 000 kPa de TransCanada  
9 Pipeline Limited (« TCPL »). Le transporteur évaluerait alors si cette augmentation de la pression  
10 minimale contractuelle d'alimentation peut être réalisée avec ou sans investissement  
11 supplémentaire de sa part.

12 Gaz Métro a identifié la pression permettant de rencontrer la prévision de la pointe horaire des  
13 dix (10) prochaines années :

- 14 - Estrie: 5 750 kPa au poste de livraison à Waterloo et 4 000 kPa au poste de livraison de  
15 Sabrevois
- 16 - Saguenay : 7 070 kPa au poste de livraison de St-Maurice et ajouter un compresseur à  
17 La Tuque ou du GNL à Jonquière et Alma.
  - 18 - La capacité de 7 070 kPa remplacerait seulement la mise à niveau du  
19 compresseur de St-Maurice. L'ajout du compresseur à La Tuque ou l'utilisation de  
20 du GNL à Jonquière et Alma serait tout de même requis pour rencontrer la  
21 prévision de la pointe horaire des dix (10) prochaines années.

#### **1.1 Sans un investissement du transporteur**

22 Gaz Métro s'est enquis auprès de TCPL de la possibilité de hausser la pression contractuelle à  
23 certains points de livraison. TCPL a alors évalué son risque avant d'accepter d'augmenter la  
24 *Pression minimale contractuelle*. Tel que mentionné précédemment, Gaz Métro a conclu une

1 entente avec TCPL qui permet d'augmenter la pression minimale contractuelle d'alimentation au  
2 poste de livraison de Waterloo en Estrie, fixée à 5 750 kPa durant les mois d'hiver et à 4 850 kPa  
3 durant les autres mois de l'année. Gaz Métro a aussi conclu une entente avec TCPL qui prévoit  
4 une pression minimale contractuelle d'alimentation au poste de compression de St-Maurice sur  
5 le réseau de transmission du Saguenay, fixée à 4 650 kPa durant les mois d'hiver.

6 Bien que Gaz Métro ait demandé à TCPL que les ententes contiennent une clause de  
7 renouvellement automatique, TCPL n'était disposée qu'à se lier jusqu'au 31 octobre 2017. Or, au  
8 moment de déposer sa demande en date du 20 janvier 2015, Gaz Métro ignorait, si TCPL était  
9 disposée à renouveler ces ententes par la suite et rien ne laissait présager qu'elles puissent être  
10 augmentées. Or, une entente est intervenue entre TCPL et Gaz Métro, assurant ainsi  
11 temporairement une pression minimale contractuelle de 5 750 kPa au poste de Waterloo selon  
12 les modalités décrites à la réponse 7.1 de la demande de renseignements de la Régie (pièce B-  
13 0029, Gaz Métro-2, Document 1).

14 Considérant notamment ces développements récents concernant le réseau de transmission de  
15 l'Estrie, Gaz Métro conclut qu'il est préférable, dans les circonstances décrites à la note liminaire  
16 de la pièce Gaz Métro-1, Document 2, de retirer sa demande relative au réseau de transmission  
17 de l'Estrie et verra à redéposer une nouvelle demande concernant le renforcement du réseau de  
18 l'Estrie, au moment opportun.

## **1.2 Avec un investissement du transporteur**

19 L'augmentation de la *Pression minimale contractuelle* pourrait physiquement être obtenue à la  
20 suite d'un investissement visant l'ajout d'un ou de plusieurs compresseurs par le transporteur.  
21 Toutefois, les tarifs de TCPL n'incluent pas, à l'heure actuelle, une telle possibilité pour les  
22 expéditeurs domestiques de son réseau; l'offre, sujette à une surcharge, est limitée aux points  
23 d'exportation qui se trouvent à l'extérieur du territoire de Gaz Métro.

24 Indépendamment de la surcharge tarifaire que TCPL devrait facturer aux expéditeurs  
25 domestiques si elle offrait le service, Gaz Métro estime que cette solution ne peut être retenue  
26 puisque le service n'est pas offert aux points d'interconnexion avec son réseau et que ce ne sont  
27 pas des points d'exportation.

## 2 ACCROÎTRE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES TRONÇONS SATURÉS

1 Gaz Métro s'est aussi interrogée sur la possibilité d'accroître ses efforts en efficacité énergétique  
 2 afin de libérer de la capacité sur les réseaux de transmission.

3 Les résultats des programmes du PGEÉ de Gaz Métro déployés depuis 2000-2001 ont permis  
 4 de retarder les investissements nécessaires à l'augmentation de la capacité des réseaux, mais  
 5 plusieurs éléments amènent Gaz Métro à penser que l'efficacité énergétique n'est pas la solution  
 6 aux enjeux de saturation de réseau.

### 2.1 Estimation des économies volumiques et besoin additionnel de capacité

7 Gaz Métro a estimé les économies volumiques nécessaires pour répondre au besoin additionnel  
 8 de capacité des réseaux saturés. Le tableau ci-dessous présente l'estimation des économies en  
 9 efficacité énergétique qui seraient requises pour combler les besoins additionnels de capacité  
 10 pour les trois tronçons.

Tableau 1 – Besoins des réseaux de transmission et économies volumiques

Réseaux de transmission	Débit horaire de référence projeté en 2024 (m <sup>3</sup> /h)	Capacité <sup>1</sup> (m <sup>3</sup> /h)	Besoin additionnel de capacité (m <sup>3</sup> /h)	Estimation des économies (Mm <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>
Estrie - Waterloo/Windsor	70 890	42 500	28 390	249 <sup>3</sup>
Estrie - Sabrevois/Courval	105 950	76 500	29 450	258 <sup>4</sup>
Saguenay	152 487	115 000	37 487	328 <sup>5</sup>
			<b>Total</b>	<b>835</b>

11 Tel qu'illustré, des économies de 835 Mm<sup>3</sup> de gaz naturel en efficacité énergétique seraient  
 12 requises pour combler les besoins additionnels de capacité. Pour mettre en perspective ces  
 13 économies volumiques de 835 Mm<sup>3</sup>, notons que l'objectif annuel du PGEÉ au dossier tarifaire

<sup>1</sup> La capacité maximale actuelle présentée est basée sur la *Pression minimale contractuelle* de 4 000 kPa à l'entrée des postes de livraison.

<sup>2</sup> Hypothèse d'un coefficient d'utilisation de 100 %.

<sup>3</sup> 28 390 x (24h x 365j)

<sup>4</sup> 29 450 x (24h x 365j)

<sup>5</sup> 37 487 x (24h x 365j)

1 2015 est de 39,4 Mm<sup>3</sup> et ce, pour l'ensemble de la franchise de Gaz Métro. De plus, il est  
2 important de mentionner qu'Artelys a déjà tenu compte de la contribution de l'efficacité  
3 énergétique à la réduction de la pointe dans l'élaboration de la prévision de la demande de pointe  
4 horaire à l'horizon 2024.

5 Gaz Métro a vérifié si des efforts additionnels en efficacité énergétique pouvaient être réalisés  
6 auprès de clients des ventes grandes entreprises afin de réduire, de façon importante, la pointe  
7 horaire des réseaux saturés de l'Estrie et du Saguenay. Après vérification, un maximum de  
8 2 000 m<sup>3</sup>/h pourrait être libéré à la suite d'efforts additionnels en efficacité énergétique auprès de  
9 clients des ventes grandes entreprises des réseaux saturés de l'Estrie et du Saguenay.

10 Or, il est important de rappeler que la participation aux programmes d'efficacité énergétique  
11 dépend du moment où le client se situe dans son cycle d'investissement et que le client n'a pas  
12 l'obligation de participer aux programmes du PGEÉ.

13 Dans ce contexte, Gaz Métro ne pourrait contraindre ses clients situés sur les réseaux ayant des  
14 enjeux de capacité à investir pour mettre en place des mesures d'efficacité énergétique ciblées.  
15 D'ailleurs, même si Gaz Métro était en mesure de le faire, l'ampleur des efforts requis dépasserait  
16 largement le potentiel des programmes du PGEÉ. Par conséquent, cette option ne peut assurer  
17 une réduction ciblée des besoins additionnels de capacité.

### **3 AJUSTEMENTS TARIFAIRES**

18 Le gaz naturel demeure un moteur économique de premier plan au Québec. Il jouit d'une position  
19 concurrentielle enviable et favorable par rapport aux autres sources d'énergie et Gaz Métro doit  
20 en faciliter l'accessibilité pour les consommateurs québécois, qu'ils soient résidentiels,  
21 commerciaux, industriels ou institutionnels. Cela peut se faire de différentes façons, notamment  
22 via une tarification économiquement efficace qui favorise le développement optimal du territoire  
23 desservi par Gaz Métro.

24 Le rôle principal de la tarification est de générer des revenus qui permettent de récupérer  
25 l'ensemble des coûts du distributeur, soit le revenu requis. Des tarifs bien conçus reflètent  
26 également l'importance d'autres considérations, telles que :

- 27 • un niveau d'interfinancement adéquat;

- 1       • la concurrence, et la valeur du service;
- 2       • des objectifs de simplicité, de compréhension, de facilité administrative;
- 3       • des liens entre les tarifs et les paliers tarifaires qui assurent logique et cohérence d'un
- 4       palier et d'un tarif à l'autre;
- 5       • des tarifs qui visent la stabilité des revenus et une certaine stabilité des taux;
- 6       • des considérations historiques, sociales, politiques, environnementales.

7 Par un signal de prix adéquat, les tarifs peuvent également permettre d'encourager des  
8 changements au niveau du profil de consommation des clients. Face aux enjeux de réseau,  
9 Gaz Métro a donc analysé quelques mesures tarifaires pouvant potentiellement réduire la  
10 demande horaire sur les tronçons de réseau saturé : l'ajout de composantes tarifaires en m<sup>3</sup>/h, la  
11 bonification du service interruptible et la création d'un service super interruptible. Les résultats de  
12 ces analyses sont présentés dans les sections qui suivent.

13 Ces mesures tarifaires, qui pourraient permettre de réduire la pointe horaire de certains clients,  
14 auront toutefois également pour effet de réduire la consommation des clients et donc, les revenus  
15 de distribution générés par ceux-ci. Ultiment, une augmentation importante des tarifs afin  
16 d'encourager des changements au niveau du profil de consommation des clients pourrait même  
17 encourager ceux-ci à changer de source d'énergie pour une partie ou la totalité de leur  
18 consommation. Ceci occasionnerait une perte de revenus et pourrait engendrer des impacts  
19 tarifaires en distribution plus important que ceux découlant des investissements recommandés.  
20 Les solutions tarifaires aux enjeux de saturation de réseau ne doivent pas avoir comme objectif  
21 la diminution de la consommation de gaz naturel et de limiter la croissance économique du  
22 Québec. La responsabilité de Gaz Métro est de trouver un compromis raisonnable entre les  
23 différents principes et considérations, en évitant de mettre l'accent sur un au détriment des autres.

24 Il est à noter que dans l'ensemble de ses analyses, Gaz Métro a maintenu le principe du tarif  
25 « timbre-poste », soit l'absence de discrimination sur la base géographique.

### **3.1 Ajout d'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h**

26 Les tarifs de Gaz Métro sont établis et facturés sur une base quotidienne et mensuelle; le profil  
27 de consommation « intra journée » (ci-après horaire) des clients n'est pas considéré. Les règles

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

1 tarifaires actuelles n'encouragent pas les clients à améliorer leur profil de consommation horaire  
2 et à réduire leur m<sup>3</sup>/h maximal. Ainsi, un client qui consomme l'ensemble de son volume journalier  
3 en une heure (par exemple 24 000 m<sup>3</sup>/h X 1 heure pour un total de 24 000 m<sup>3</sup>/j) paie le même  
4 montant qu'un client qui consomme le même volume journalier (soit 24 000 m<sup>3</sup>/j), mais selon un  
5 profil horaire parfaitement stable (1 000 m<sup>3</sup>/h). Or, les pointes de consommation horaire des  
6 clients affectent directement les besoins de capacité sur le réseau de distribution. Pour la  
7 distribution, les consommations en m<sup>3</sup>/h des clients sont d'ailleurs considérées au moment du  
8 design du réseau afin de s'assurer qu'ils puissent être desservis en totalité.

9 Afin d'évaluer l'intérêt de l'ajout d'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h, Gaz Métro a procédé à des  
10 analyses concernant la consommation des clients importants sur les tronçons à risque.

**3.1.1 Profil de consommation et CU**

11 Gaz Métro a d'abord étudié les profils de consommation horaire de certains clients. Les tableaux  
12 qui suivent présentent le profil de consommation horaire selon le coefficient d'utilisation (CU)  
13 journalier de la clientèle des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> sur les tronçons du Saguenay, de Sabrevois et de  
14 Waterloo pour les hivers 2013 et 2014. Le CU journalier a été obtenu en divisant la demande  
15 journalière réelle par la demande journalière maximale réelle. La demande journalière maximale  
16 réelle est calculée en multipliant le débit horaire maximal réel du client durant la journée par  
17 24 heures. Ce calcul a été effectué pour chacune des journées de la période étudiée.

Catégorie de CU journalier	Saguenay						
	[90% - 100%]	[80%- 90%]	[70%- 80%]	[60%- 70%]	[50%- 60%]	[40%- 50%]	Moins de 40%
<b>% EN DÉBIT</b>	41,91%	35,61%	10,23%	7,00%	3,73%	1,09%	0,44%
<b>% NOMBRE D'OBSERVATIONS</b>	17,14%	28,29%	20,06%	15,73%	9,08%	4,23%	5,47%
<b>Débit total (000 m<sup>3</sup>)</b>	241 009	204 809	58 821	40 281	21 432	6 267	2 502
<b>Nombre d'observation</b>	787	1 299	921	722	417	194	251
<b>Débit moyen par observation (000 m<sup>3</sup>)</b>	306	158	64	56	51	32	10



**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

Catégorie de CU journalier	Sabrevois						
	[90% - 100%]	[80%- 90%[	[70%- 80%[	[60%- 70%[	[50%- 60%[	[40%- 50%[	Moins de 40%
% DÉBIT	32,45%	34,75%	15,72%	8,79%	4,63%	2,39%	1,28%
% NOMBRE D'OBSERVATIONS	16,69%	33,96%	20,77%	11,69%	6,83%	4,65%	5,41%
Débit total (000 m <sup>3</sup> )	41 186	44 097	19 952	11 159	5 870	3 033	1 619
Nombre d'observation	1 271	2 586	1 582	890	520	354	412
Débit moyen par observation (000 m <sup>3</sup> )	32	17	13	13	11	9	4

Catégorie de CU journalier	Waterloo						
	[90% - 100%]	[80%- 90%[	[70%- 80%[	[60%- 70%[	[50%- 60%[	[40%- 50%[	Moins de 40%
% DÉBIT	15,94%	18,06%	27,71%	20,04%	9,48%	4,76%	4,01%
% NOMBRE D'OBSERVATIONS	19,82%	20,90%	22,73%	14,24%	6,42%	4,63%	11,26%
Débit total (000 m <sup>3</sup> )	14 719	16 681	25 594	18 507	8 751	4 395	3 707
Nombre d'observation	757	798	868	544	245	177	430
Débit moyen par observation (000 m <sup>3</sup> )	19	21	29	34	36	25	9

1 Les résultats démontrent que la majorité de la consommation de la clientèle des tarifs D<sub>4</sub> et D<sub>5</sub> se  
2 fait en fonction d'un profil de consommation horaire dont le CU journalier se situe entre 60 % et  
3 100 %. La minorité du débit consommé à moins de 40 % est effectuée par des clients à plus faible  
4 consommation, comme en témoigne l'écart important pour cette catégorie entre le nombre  
5 d'observations et le débit consommé pour chaque tronçon (ratio de 2,8 à 12,4 fois plus  
6 d'observations que de consommation).

7 La variation en cours de journée de la consommation de la clientèle explique que la demande  
8 journalière maximale réelle pour un client est différente de sa demande journalière réelle. Par  
9 exemple, un client qui peut utiliser jusqu'à 1 000 m<sup>3</sup>/h avec un CU journalier de 80 % aura

1 avantage à avoir les paramètres contractuels et tarifaires suivants : m<sup>3</sup>/h contractuel de 1 000  
2 m<sup>3</sup>/h et volume souscrit quotidien de 19 200 m<sup>3</sup>/j soit l'équivalent d'un débit horaire de 800 m<sup>3</sup>/h<sup>6</sup>.

3 Le fait que la clientèle n'ait pas un CU journalier de 100% est cependant normal. Le volume  
4 souscrit quotidien constitue une moyenne des demandes horaires de la clientèle au service  
5 continu pour la journée gazière et non pas un maximum horaire à atteindre multiplié par 24  
6 heures. Il ne serait pas raisonnable de la part de Gaz Métro de s'attendre à ce que la clientèle au  
7 service continu consomme de façon totalement stable pendant une journée.

8 Pendant les journées de pointes hivernales, soit les périodes pendant lesquelles les tronçons  
9 sont à risque, les clients de type chauffage ont un impact très important. En effet, moins le  
10 coefficient d'utilisation annuel du client est élevé, plus son usage en pointe sera grand par rapport  
11 à sa consommation moyenne annuelle. Les clients de type chauffage ont donc un poids important  
12 dans la demande en pointe. La contribution des clients du PMD à la pointe est d'ailleurs évaluée  
13 à plus de 30 000 m<sup>3</sup>/h pour le Saguenay (26 % de la capacité actuelle), plus de 65 000 m<sup>3</sup>/h pour  
14 Sabrevois (85 % de la capacité actuelle) et plus de 25 000 m<sup>3</sup>/h pour Waterloo (59 % de la  
15 capacité actuelle).

### **3.1.2 Lien entre les coûts et l'ajout d'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h**

16 L'introduction d'une composante m<sup>3</sup>/h dans la tarification n'a de sens que si cette composante  
17 permet de mieux refléter les coûts encourus par le distributeur pour desservir un client. Or, cette  
18 mesure appliquée à l'ensemble de la clientèle selon le principe « timbre-poste » serait inefficace  
19 et arbitraire. Par exemple, la clientèle située en bout de réseau requiert une pression plus grande  
20 pour être alimentée que la clientèle en début de réseau. Donc, la demande en m<sup>3</sup>/h de chaque  
21 client affecte différemment les besoins sur le réseau de transmission de Gaz Métro.

22 En sus, pour qu'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h puisse moduler la demande, cette composante  
23 doit avoir un prix suffisamment élevé pour être un élément dissuasif. En effet, il faudrait que le  
24 signal de prix soit assez élevé pour inciter la clientèle à changer, soit ses habitudes de  
25 consommation, soit sa source d'énergie. Un tel changement à la tarification pourrait avoir des

---

<sup>6</sup> Il est à noter que le volume souscrit tarifaire est un volume quotidien et non pas un volume horaire.

1 impacts sur l'ensemble de la clientèle dont notamment, des hausses de tarifs généralisées dans  
2 le cas où des clients importants délaisseraient le gaz naturel à la suite des changements.

3 De plus, les coûts spécifiques au réseau de transmission sont minimes sur les coûts totaux de  
4 distribution avant ou après renforcement du réseau (le coût est évalué entre 1 % et 3 % des coûts  
5 totaux de distribution). Les montants facturés afin d'atteindre un objectif de modulation de la  
6 demande pour la transmission devraient dépasser fortement les coûts spécifiquement reliés à la  
7 transmission ce qui viendrait d'autant plus diminuer les montants alloués en fonction de  
8 l'utilisation du réseau propre à la distribution.

### **3.1.3 Impact d'une composante en m<sup>3</sup>/h sur le débit horaire**

9 Malgré les éléments énoncés précédemment, Gaz Métro s'est quand même questionnée sur  
10 l'impact potentiel de l'ajout d'une composante tarifaire en m<sup>3</sup>/h sur le débit horaire des réseaux  
11 saturés. Des modifications à la tarification actuelle permettraient-elle de solutionner les enjeux de  
12 saturation des réseaux ?

13 Pour répondre à cette question, des données sur les dépassements de m<sup>3</sup>/h contractuel pendant  
14 la période hivernale ont été recueillies sur les tronçons de réseau qui comportent des enjeux de  
15 saturation.

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

	2012-2014		
	Estrie (Waterloo)	Estrie (Sabrevois)	Saguenay-Mauricie
Nb d'observations au-delà du DHM	16	212	810
Nb d'observations totales	<b>41 160</b>	<b>77 520</b>	<b>58 680</b>
%	0,04 %	0,27 %	1,38 %
Débits horaires cumulés > DHM cumulés (m <sup>3</sup> /h)	4 712	98 660	258 082
Débits horaires cumulés (m <sup>3</sup> /h)	55 669 770	67 241 207	319 122 889
%	0,01%	0,15%	0,08%
Débits horaires moyens dépassant la DHM (m <sup>3</sup> /h)	295	465	319
Débits moyens (m <sup>3</sup> /h)	1 353	867	5438
%	21,78%	53,65%	5,86%
Nb de clients en dépassement du DHM	2	6	16
Nb de clients total	<b>29</b>	<b>55</b>	<b>41</b>
%	6,90%	10,91%	39,02%
Espérance de débit horaire moyen au-delà du DHM par journée d'hiver (m <sup>3</sup> /h)	13	272	711

1 Le nombre de clients ayant dépassé leur m<sup>3</sup>/h contractuel varie sur les trois tronçons observés. Il  
2 est relativement faible pour les tronçons de Waterloo et de Sabrevois, avec des pourcentages  
3 observés de 6,9 % et de 10,9 %. Par contre, pour le Saguenay, le nombre de clients en  
4 dépassement atteint 39 %. En fonction du débit horaire total, les volumes au-delà du m<sup>3</sup>/h  
5 contractuel sont marginaux, soit de 0,01 % à 0,15 % dépendamment du tronçon. Tout comme  
6 pour le CU journalier présenté précédemment, la clientèle qui dépasse son m<sup>3</sup>/h contractuel est  
7 en général composée de clients aux volumes moins importants. En effet, peu importe le tronçon,  
8 le débit horaire de la clientèle qui dépasse son m<sup>3</sup>/h contractuel est de 2 à 17 fois inférieur au  
9 débit horaire moyen de chaque tronçon.

10 En utilisant le nombre d'observations et le débit horaire moyen au-delà du m<sup>3</sup>/h contractuel pour  
11 les trois hivers de 2012, 2013 et 2014, on peut calculer une espérance de débit horaire moyen  
12 par journée d'hiver. Cela permet de calculer la réduction potentielle des débits si des mesures  
13 tarifaires étaient mises en place et permettraient d'éliminer les dépassements du m<sup>3</sup>/h contractuel  
14 des clients. Pour le tronçon de Waterloo, le gain est quasi-inexistant, à 13 m<sup>3</sup>/h. Pour le tronçon  
15 de Sabrevois, étant donné que les débits horaires au-delà du m<sup>3</sup>/h contractuel sont plus  
16 importants, le gain pourrait être d'environ 272 m<sup>3</sup>/h. Enfin, pour le Saguenay, le gain est un peu

**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement  
des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

1 plus important à 711 m<sup>3</sup>/h en raison du nombre total d'observations et de la quantité de clients  
2 dépassant leur m<sup>3</sup>/h contractuel. En moyenne, pour chaque journée hivernale, on peut observer  
3 sur ce tronçon deux dépassements par jour.

4 Par rapport au déficit de capacité en pointe de tous les tronçons pour 2024, ces diminutions  
5 potentielles de m<sup>3</sup>/h par un renforcement du m<sup>3</sup>/h contractuel au contrat demeurent marginales  
6 Le gain potentiel d'une telle mesure ne représente qu'une infime partie du déficit attendu pour  
7 2024 à une pression de 4 000 kPa.

<b>Réseaux de transmission</b>	<b>Débit horaire de référence projeté en 2024 (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Capacité<sup>7</sup> (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Besoin additionnel de capacité (m<sup>3</sup>/h)</b>	<b>Réductions du débit horaire (m<sup>3</sup>/h)</b>
Estrie - Waterloo/Windsor	70 890	42 500	28 390	13
Estrie - Sabrevois/Courval	105 950	76 500	29 450	272
Saguenay	152 487	115 000	37 487	711
			<b>95 327</b>	<b>996</b>

8 De plus, avant la mise en place d'une tarification sur le m<sup>3</sup>/h contractuel, Gaz Métro devrait  
9 permettre à ses clients de réviser leur m<sup>3</sup>/h au contrat en leur fournissant des informations sur  
10 leur consommation. Il est possible que les clients qui dépassent fréquemment leur m<sup>3</sup>/h  
11 contractuel se rendent compte que leur besoin était mal évalué au contrat et qu'ils le redressent,  
12 quitte à augmenter leur facture. Donc, la mise en place d'une tarification pour le m<sup>3</sup>/h contractuel,  
13 en ce qui a trait à la saturation du réseau, aurait un impact marginal par rapport au besoin de  
14 2024 pour les tronçons comportant des enjeux.

15 L'introduction d'une composante en m<sup>3</sup>/h ne permet donc pas de résoudre les enjeux de  
16 saturation du réseau et d'éviter les investissements proposés. Cependant, comme les m<sup>3</sup>/h sont  
17 à la base du design du réseau de distribution, cet élément pourrait être considéré lors de la

<sup>7</sup> La capacité maximale actuelle présentée est basée sur la *Pression minimale contractuelle* de 4 000 kPa à l'entrée des postes de livraison.

1 phase 2 de la vision tarifaire (R-3867-2013) afin d'assurer une meilleure causalité entre les coûts  
2 et les tarifs. L'impact potentiel d'une telle mesure demeurera marginal par rapport aux besoins  
3 prévus en m<sup>3</sup>/h et se voudrait plutôt une mesure tarifaire afin de se coller d'avantage à une logique  
4 de coût et non une façon de solutionner les enjeux de réseau.

### **3.2 Interruptible et super interruptible**

5 Une autre solution pourrait être de revoir l'offre interruptible ou de mettre en place un volet « super  
6 interruptible » destiné aux clients en service continu et qui serait utilisé comme outil de dernier  
7 recours.

8 En effet, le transfert de volume du service continu vers le service interruptible peut, dans certains  
9 cas, diminuer la demande horaire. Par exemple, dans le cas où le client a la possibilité  
10 d'interrompre complètement sa consommation de gaz et de la remplacer par une source  
11 d'énergie alternative fiable, la demande horaire du client diminue du débit moyen transféré d'un  
12 service à l'autre. Ainsi, si un client transfère l'ensemble de sa consommation du service continu  
13 vers l'interruptible, le débit horaire de celui-ci n'a plus à être considéré pour les réseaux de  
14 transmission. Il est à noter que présentement, sur les tronçons présentant des enjeux de  
15 saturation de réseau, aucun des clients importants ne peut interrompre complètement ses  
16 activités ou consommer l'équivalent de sa demande continue à une autre source d'énergie; aucun  
17 des clients important n'a donc la possibilité de transférer l'ensemble de sa consommation du  
18 service continu vers le service interruptible.

19 Par contre, lorsque le client n'a pas de source d'énergie alternative fiable, alors la demande  
20 horaire du client risque de ne pas diminuer ou ne pas diminuer dans les mêmes proportions. Dans  
21 ces cas, pour obtenir un volume journalier plus faible afin de respecter son volume souscrit, le  
22 client peut, par exemple, réduire son nombre d'heures de consommation sans toutefois changer  
23 son débit horaire.

24 De plus, tel que déjà mentionné, en ce qui a trait au débit horaire, ce ne sont pas tous les clients  
25 qui ont le même effet sur la pression requise dans le réseau. En effet, un client en début de réseau  
26 exerce un « effritement » de la pression plus faible qu'un client en bout de réseau. Une réduction  
27 de la demande en service continu par un client en début de réseau contribue donc moins à réduire

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

1 les enjeux de saturation qu'un client en bout de réseau pour le même transfert de débit horaire  
2 vers le service interruptible.

3 Gaz Métro a donc identifié les clients importants sur les tronçons de réseau à risque qui disposent  
4 d'une source alternative d'énergie fiable. Par la suite, Gaz Métro a évalué les volumes  
5 additionnels que ces clients pourraient transférer du service continu vers le service interruptible  
6 ou une option de « super interruptible » en fonction de leur positionnement sur le réseau. Il est  
7 important de souligner que les discussions avec la clientèle n'ont pas permis de déceler un  
8 avantage d'une option super interruptible, où un client doit interrompre la totalité de sa  
9 consommation, par rapport au service interruptible actuel. En fonction des conditions de marché  
10 actuelles au niveau des approvisionnements<sup>8</sup>, de l'attrait important d'énergie moins polluante  
11 comme le gaz naturel par rapport au mazout ou au charbon, et des courts avis d'interruption, la  
12 clientèle favorise fortement le service continu. Mis à part quelques rares exceptions, les clients  
13 du service continu ne peuvent remplacer à 100 % leur approvisionnement en gaz naturel, ce qui  
14 veut dire qu'une fermeture totale de leur service de gaz naturel est l'équivalent d'une fermeture  
15 de leur usine ou de leur commerce. Avec moins de 24h d'avis, la clientèle ne peut s'ajuster assez  
16 rapidement pour que la fermeture ne leur occasionne pas de coûts et d'inconvénients majeurs.  
17 Gaz Métro ne croit donc pas que les volumes ou les coûts liés à une option de super interruptible  
18 seront plus avantageux que ceux du service interruptible déjà existant pour le volet distribution.

19 Le tableau suivant présente les résultats de l'analyse de Gaz Métro :

**Volumes interruptibles ou super interruptibles additionnels  
potentiels à partir du débit horaire de référence en 2014**

<b>Réseaux de transmission</b>	<b>Nombre clients</b>	<b>Interruptible potentiel additionnel estimé (m<sup>3</sup>/h)</b>
Saguenay	1	1 500
Estrie - Sabrevois/Courval	0	0
Estrie - Waterloo/Windsor	4	4 130

---

<sup>8</sup> Veuillez vous référer au dossier de la Cause tarifaire R-3879-2014, Gaz Métro-7, Document 7 page 8.

**Société en commandite Gaz Métro**  
**Projets d'investissement visant l'amélioration et le renforcement**  
**des réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay, R-3919-2015**

---

- 1 Bien que l'augmentation des volumes du service interruptible au détriment du service continu  
2 puisse potentiellement diminuer le débit horaire des tronçons à risque, cette diminution ne serait  
3 pas assez importante pour répondre au besoin de 2024 et ce, peu importe la région.
- 4 Même si les résultats ne permettent pas de justifier une telle option pour régler les enjeux de  
5 réseau, Gaz Métro prévoit déposer dans les meilleurs délais une révision de l'offre interruptible  
6 afin de réduire le besoin de pointe pour des fins d'approvisionnements gaziers.
- 7 En conclusion, bien que des mesures tarifaires puissent permettre de donner un meilleur signal  
8 de prix et ainsi, réduire le débit horaire de façon marginale, cette option ne peut permettre de  
9 solutionner les enjeux de saturation des réseaux. Elle n'a donc pas été retenue.