

Régie de l'énergie

Demande relative à des projets d'investissement visant
l'amélioration et le renforcement des réseaux de transmission de
l'Estrie et du Saguenay

Dossier R-3919-2015

Preuve de l'Association des Consommateurs Industriels de Gaz
(l'ACIG)

Préparé par
Pascal Cormier
Analyste



Le 13 avril 2015

Sommaire

1	Introduction.....	3
2	L'ACIG	3
3	Description des projets d'investissement	3
4	Objectifs visés par les projets d'investissement.....	7
5	Hypothèses utilisées pour déterminer la demande sur les deux tronçons.....	8
6	Commentaires sur les solutions alternatives envisagées pour chaque tronçon.....	12
7	Conclusion	15

1 Introduction

2 L'Association des consommateurs industriels de gaz (l'ACIG) a le statut d'intervenant au présent
3 dossier afin de représenter les intérêts de ses membres qui constituent une portion
4 substantielle de la demande totale du distributeur. L'objectif de notre intervention est de
5 s'assurer que les demandes d'investissement visant l'amélioration et le renforcement des
6 réseaux de transmission de l'Estrie et du Saguenay répondent aux besoins de la clientèle, et ce,
7 au coût le plus bas possible. À cet effet, l'ACIG est particulièrement sensible à la sécurité
8 d'approvisionnement et à son impact sur la fixation des tarifs. De façon plus précise, l'ACIG
9 compte traiter des sujets suivants :

- 10 • Revue des objectifs visés par la demande;
- 11 • Hypothèses utilisées pour déterminer la demande actuelle et future sur les deux réseaux
12 de transport;
- 13 • Évaluation des solutions envisagées pour chaque tronçon.

14 L'ACIG

15 L'ACIG regroupe 23 membres, dont 10 sont présents au Québec. La consommation annuelle des
16 membres de l'ACIG au Québec et en Ontario est légèrement supérieure à 100 PJ, soit près de la
17 moitié des volumes totaux desservis par Gaz Métro.

18 La portion québécoise de la consommation des membres de l'ACIG est de l'ordre de 45 PJ, soit
19 près du quart de la consommation totale au Québec. Les clients sont principalement desservis
20 en vertu des tarifs D4 et D5 de Gaz Métro.

21 Description des projets d'investissement

22 À la suite de l'évolution des besoins en gaz naturel dans les régions de l'Estrie et du Saguenay au
23 cours des dernières années, Gaz Métro a noté un niveau de saturation important sur les réseaux
24 de transport desservant ces régions. En effet, le retour de plusieurs clients interruptibles au
25 service continu a occasionné une demande accrue des capacités de transport en période de
26 pointe. De plus, Gaz Métro anticipe une hausse de la demande dans ces régions qui justifie,
27 selon elle, une hausse de la capacité des réseaux de transport les desservant. Cette hausse de la
28 demande a été estimée par la firme KPMG-SECOR pour la période 2014 à 2024. La capacité des
29 réseaux a été déterminée en fonction des débits horaires de référence pour 2014 et ceux
30 projetés pour 2024. Ces estimations de débits horaires ont été établies par la firme Artelys en
31 collaboration avec KPMG-SECOR.

32 Afin de rectifier la situation, Gaz Métro propose d'augmenter les capacités de compression sur
33 les deux réseaux pour satisfaire les besoins de sa clientèle. Ces ajouts auront comme
34 conséquence d'augmenter grandement les capacités de transport à des niveaux nettement
35 supérieurs aux besoins projetés sur l'horizon 2014-2024 dans les régions concernées.

1 En effet, les solutions proposées par le distributeur consistent à accroître les capacités de
2 compression des réseaux afin de permettre d'en augmenter la capacité de livraison sans avoir à
3 modifier les conduites souterraines existantes. Comme il en sera question dans la section ci-
4 après traitant des solutions envisagées, d'autres alternatives dont certaines moins coûteuses
5 ont aussi été considérées. Cependant, Gaz Métro privilégie les solutions impliquant des ajouts
6 de compression.

7 Voici une brève description des investissements requis proposés par Gaz Métro pour chacun des
8 réseaux :

9 **Réseaux de l'Estrie**

10 Le réseau de l'Estrie est composé de deux tronçons (Waterloo/Windsor et Sabrevois/Courval).
11 Le Tableau 1 ci-dessous indique les besoins de capacités additionnelles requises pour répondre
12 aux besoins existants (2014) et prévus (2024) de la clientèle de Gaz Métro.

Tableau 1 : Besoins des réseaux de l'Estrie en 2014 et en 2024

Besoins actuels - 2014					
Réseaux de transmission	Débit horaire de référence en 2014 (m ³ /h)	Capacité actuelle (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)	Capacité après investissement proposé (m ³ /h)	Capacité excédentaire (m ³ /h)
Waterloo/Windsor	55 820	42 500	13 320	89 500	33 680
Sabrevois/Courval	89 450	76 500	12 950	154 500	65 050
Besoins prévus - 2024					
Réseaux de transmission	Débit horaire de référence en 2024 (m ³ /h)	Capacité actuelle (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)	Capacité après investissement proposé (m ³ /h)	Capacité excédentaire (m ³ /h)
Waterloo/Windsor	70 890	42 500	28 390	89 500	18 610
Sabrevois/Courval	105 950	76 500	29 450	154 500	48 550

13

14 Comme on peut le constater, la hausse du débit horaire prévue entre 2014 et 2024 pour le
15 tronçon Waterloo/Windsor est de 15 070 m³/h (70 890 – 55 820) tandis que la hausse de
16 capacité prévue sur le système, selon la proposition de Gaz Métro, est de 33 680 m³/h (89 500 –
17 55 820) pour un ratio de 2,2.

18 La hausse du débit horaire prévue entre 2014 et 2024 pour le tronçon Sabrevois/Courval est de
19 16 500 m³/h (105 950 – 89 450) tandis que la hausse de capacité prévue sur le système selon la
20 proposition de Gaz Métro est de 65 050 m³/h (154 500 – 89 450), pour un ratio de 3,9.

21 Cette surcapacité additionnelle par rapport à la croissance des besoins prévus est représentée à
22 la Figure 1 ci-dessous. La Figure 1 incorpore deux graphiques présentés en preuve par Gaz
23 Métro¹

24

¹ Pièce B-0007, pages 9 et 10

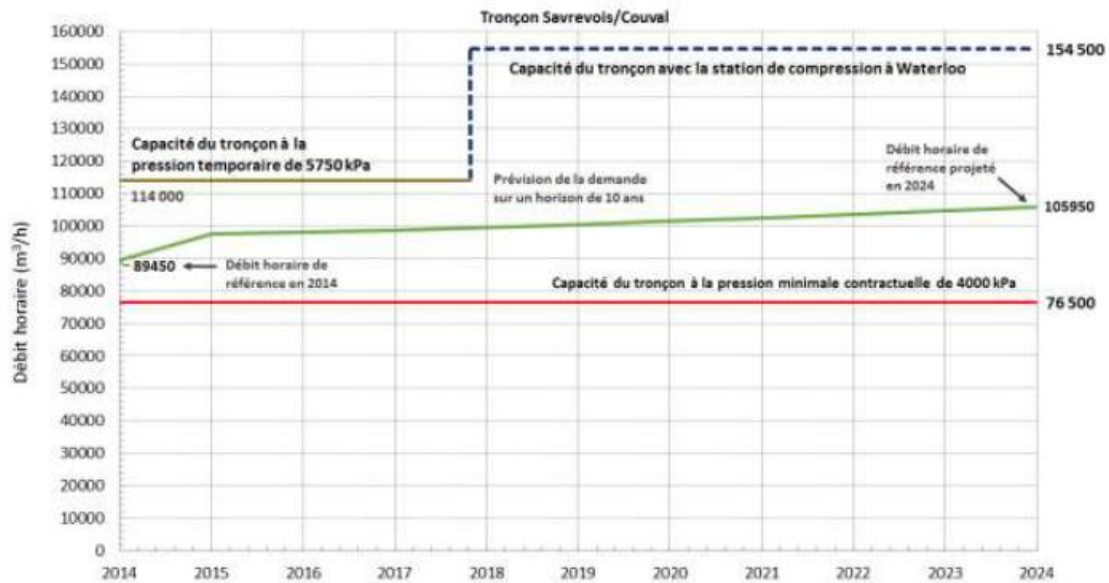
1

Figure 1

Graphique 3 – Résumé des mesures recommandées du tronçon Waterloo/Windsor



Graphique 4 – Résumé des mesures recommandées du tronçon Sabrevois/Couval



2

3 Les coûts d’immobilisation de la solution proposée par Gaz Métro pour l’ajout de compression
4 sur les deux tronçons du réseau de l’Estrie sont de l’ordre de 48,16 M\$, ce qui n’est pas
5 négligeable. L’impact tarifaire à l’année 1 représenterait une augmentation de 1,1 % du coût de
6 service de 2015.

1 **Réseau du Saguenay**

2 Le réseau du Saguenay est composé d'un seul tronçon reliant la région de Trois-Rivières et celle
3 du Saguenay. Le Tableau 2 ci-dessous indique les besoins de capacités additionnelles requis pour
4 répondre aux besoins existants (2014) et prévus (2024) de la clientèle de Gaz Métro.

Tableau 2 : Besoin du réseau du Saguenay en 2014 et en 2024

Besoins actuels - 2014					
Réseau de transmission	Débit horaire de référence en 2014 (m ³ /h)	Capacité actuelle (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)	Capacité après investissement proposé (m ³ /h)	Capacité excédentaire (m ³ /h)
Saguenay	129 500	115 000	14 500	174 000	44500
Besoins prévus - 2024					
Réseau de transmission	Débit horaire de référence en 2024 (m ³ /h)	Capacité actuelle (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)	Capacité après investissement proposé (m ³ /h)	Capacité excédentaire (m ³ /h)
Saguenay	152 487	115 000	37 487	174 000	21 513

5

6 Comme on peut le constater, la hausse du débit horaire prévue entre 2014 et 2024 pour le
7 réseau du Saguenay est de 22 987 m³/h (152 487 – 129 500) tandis que la hausse de capacité
8 prévue sur le système selon la proposition de Gaz Métro est de 44 500 m³/h (174 000 –
9 129 500), pour un ratio de 1,9.

10 Cette surcapacité additionnelle par rapport à la croissance projetée des débits horaires sur
11 l'horizon 2014-2024 est représentée à la Figure 2 ci-dessous. La Figure 2 incorpore un graphique
12 présenté en preuve par Gaz Métro²

² Pièce B-0009, page 11.

1

Figure 2
Graphique 2 – Résumé des mesures recommandées au Saguenay⁶



2

3 Les coûts d'immobilisation de la solution proposée par Gaz Métro pour l'ajout de compression
4 sur le réseau du Saguenay sont de l'ordre de 81,12 M\$, ce qui est énorme. L'impact tarifaire à
5 l'année 1 représenterait une augmentation de 1,9 % du coût de service de 2015.

6

7 Objectifs visés par les projets d'investissement

8 Les objectifs de Gaz Métro visés par les projets d'investissement sont :

- 9
- 10 • Respecter l'obligation de desservir les clients existants et les nouveaux clients qui en font la demande;
 - 11 • Assurer la sécurité d'approvisionnement des clients existants.

12 Tel qu'indiqué dans sa preuve³, Gaz Métro a l'obligation de desservir toute personne qui en fait
13 la demande en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

14 « 77. Un distributeur de gaz naturel est tenu de fournir et de livrer le gaz naturel à toute
15 personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau de distribution. Dans
16 ce territoire, il doit en outre recevoir, transporter et livrer au consommateur qui lui en
17 fait la demande, le gaz naturel acquis d'un tiers par ce consommateur et destiné à être
18 consommé par ce dernier ou lorsque la demande est faite par un courtier en gaz naturel
19 agissant en son nom propre, celui d'un producteur ou d'un consommateur. »

³ Pièce B-0006, page 8

1
2
3
4
5
6
7
8

« 78. Une personne intéressée non desservie par un réseau de distribution de gaz naturel peut demander à la Régie d'ordonner à un distributeur de gaz naturel d'étendre son réseau de distribution dans le territoire où s'exerce son droit exclusif. Elle peut également demander à la Régie de recommander au gouvernement d'étendre le territoire où s'exerce le droit exclusif d'un distributeur de gaz naturel et d'ordonner à ce distributeur d'étendre son réseau de distribution. »

9 À la lecture de ces articles, Gaz Métro a l'obligation de desservir tout client potentiel futur qui
10 en fera la demande. Conséquemment, l'ACIG est d'avis que le réseau devrait être conçu pour
11 répondre aux demandes existantes et prévues des clients existants ainsi qu'aux clients
12 potentiels qui en ont déjà fait la demande ou qui sont raisonnablement susceptibles de le faire.

13 Comme mentionné par Gaz Métro en réponse à la demande de renseignement 4.3 de la Régie⁴,
14 la prise en charge de la construction des embranchements du Saguenay et des Cantons de l'Est
15 est en grande partie le résultat de la mise à jour apportée au Programme énergétique national
16 en 1982 par le Gouvernement du Canada. Ce programme consistait à la création d'un fonds
17 majeur pour soutenir et accélérer la construction d'infrastructures gazières. Cela démontre bien
18 que le développement de ces infrastructures, au début des années 80, n'a pas uniquement été
19 assumé par les clients du distributeur (Gaz Inter-Cité Québec), mais bien par l'entremise d'une
20 subvention gouvernementale.

21 En effet, comme mentionné à la section précédente, les solutions d'investissement proposées
22 par Gaz Métro créent d'importants excédents de capacité sur les trois tronçons de réseaux
23 traités dans le présent dossier. Selon la proposition au dossier, ces capacités excédentaires
24 seront payées par les clients existants au bénéfice de clients futurs, allant à l'encontre du
25 principe d'équité intergénérationnelle. En effet, les premiers nouveaux clients qui bénéficieront
26 des capacités excédentaires auront un avantage sur les clients subséquents qui eux pourraient
27 avoir à assumer des frais d'ajout au réseau afin d'être desservis et de maintenir la neutralité
28 tarifaire.

29 **L'ACIG recommande à la Régie de s'assurer que Gaz Métro respecte les principes de rentabilité**
30 **et de neutralité tarifaire ainsi que le principe d'équité intergénérationnelle pour tout projet**
31 **d'ajout au réseau, incluant ceux proposés dans le présent dossier.**

32 **Hypothèses utilisées pour déterminer la demande sur les deux** 33 **tronçons**

34 L'ACIG est généralement satisfaite de la méthodologie de prévision de la demande utilisée par
35 KPMG-SÉCOR ainsi que par les analyses exécutées par Artelys pour déterminer les débits
36 horaires projetés sur les différents tronçons concernés. Selon l'ACIG, les prévisions de la

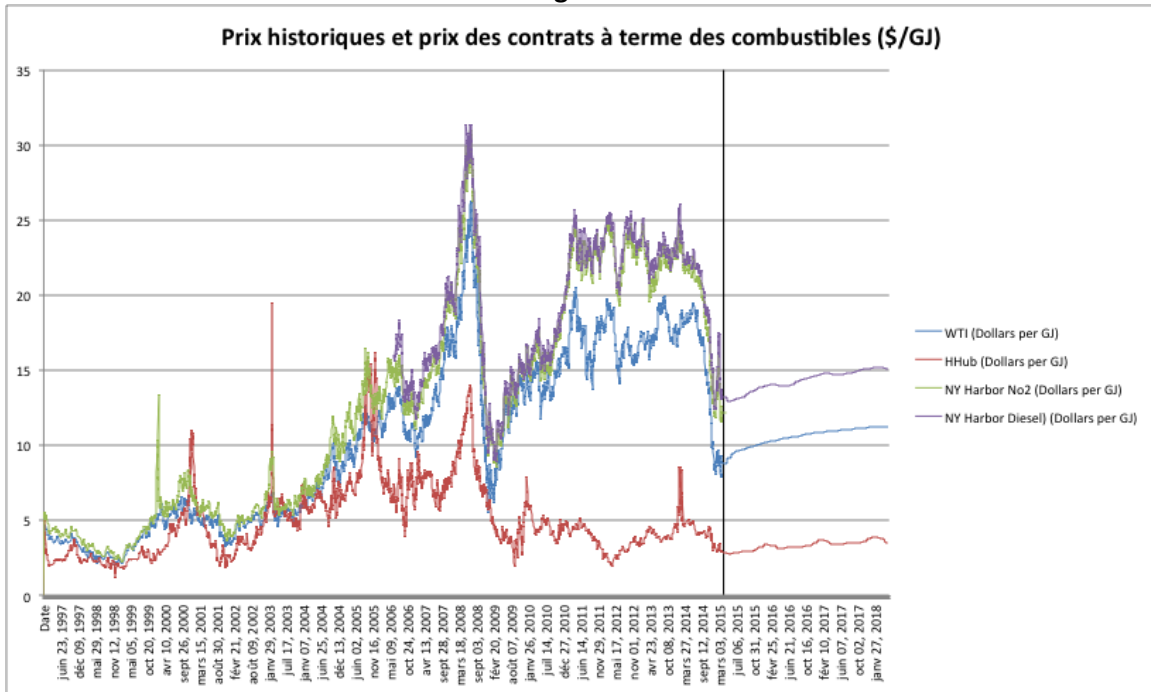
⁴ Pièce B-0029, pages 10 et 11

1 demande et des débits horaires nous semblent établies selon une méthodologie rigoureuse.
2 Cette confiance en la rigueur de la méthodologie derrière la prévision de la demande n'est pas
3 étrangère à nos préoccupations formulées dans la section précédente concernant les capacités
4 de transport excédentaires générées par les investissements proposés dans le présent dossier.

5 Bien que nous soyons généralement satisfaits de la méthodologie utilisée par KPMG-SECOR,
6 nous questionnons le choix de certaines données utilisées pour établir la prévision de la
7 demande dans les régions concernées. Notamment, nous sommes d'avis que l'évolution des prix
8 des différents combustibles au cours des derniers mois aura un impact sur le comportement des
9 consommateurs. En effet, nos analyses démontrent une réduction de l'avantage comparatif du
10 gaz naturel par rapport aux produits pétroliers depuis le moment où les analyses de KPMG-
11 SECOR ont été produites. Toutes choses étant égales par ailleurs, une détérioration de
12 l'avantage comparatif du prix du gaz naturel par rapport aux produits pétroliers pourrait avoir
13 comme effet de réduire la prévision de la demande de gaz naturel sur les réseaux de transport
14 faisant l'objet de la présente demande.

15 Afin de bien saisir l'ampleur des changements qui ont eu cours dans les derniers mois, nous
16 avons analysé l'évolution des prix spot quotidiens de différents combustibles (prix du gaz naturel
17 à Henry Hub, WTI, NY Harbor Heating Oil, NY Harbor Ultra-Low Sulfur No 2). De plus, nous avons
18 analysé les prix des contrats à terme mensuels pour les 36 prochains mois pour certains des
19 combustibles mentionnés ci-dessus. La Figure 3 ci-dessous montre l'évolution des prix
20 historiques ainsi que ceux de contrats à terme pour la période de 1997 à 2018. Afin de faciliter la
21 comparaison entre les différents prix, nous avons converti l'ensemble des prix en \$ US par GJ.

Figure 3



Sources : EIA, CME group

1

2 Comme on peut le constater, bien que l'ensemble des prix des combustibles ait connu une
 3 baisse au cours des derniers mois, les produits pétroliers ont davantage baissé que le prix du gaz
 4 naturel à Henry Hub. De plus, nous pouvons aussi noter que la valeur des contrats à terme pour
 5 les 36 prochains mois démontre que les marchés anticipent une augmentation relative plus
 6 importante pour le prix du gaz naturel à Henry Hub que pour les prix des produits pétroliers. Le
 7 Tableau 3 ci-dessous représente les valeurs annuelles des contrats à terme :

Tableau 3: Prix des contrats à terme pour les 3 prochaines années

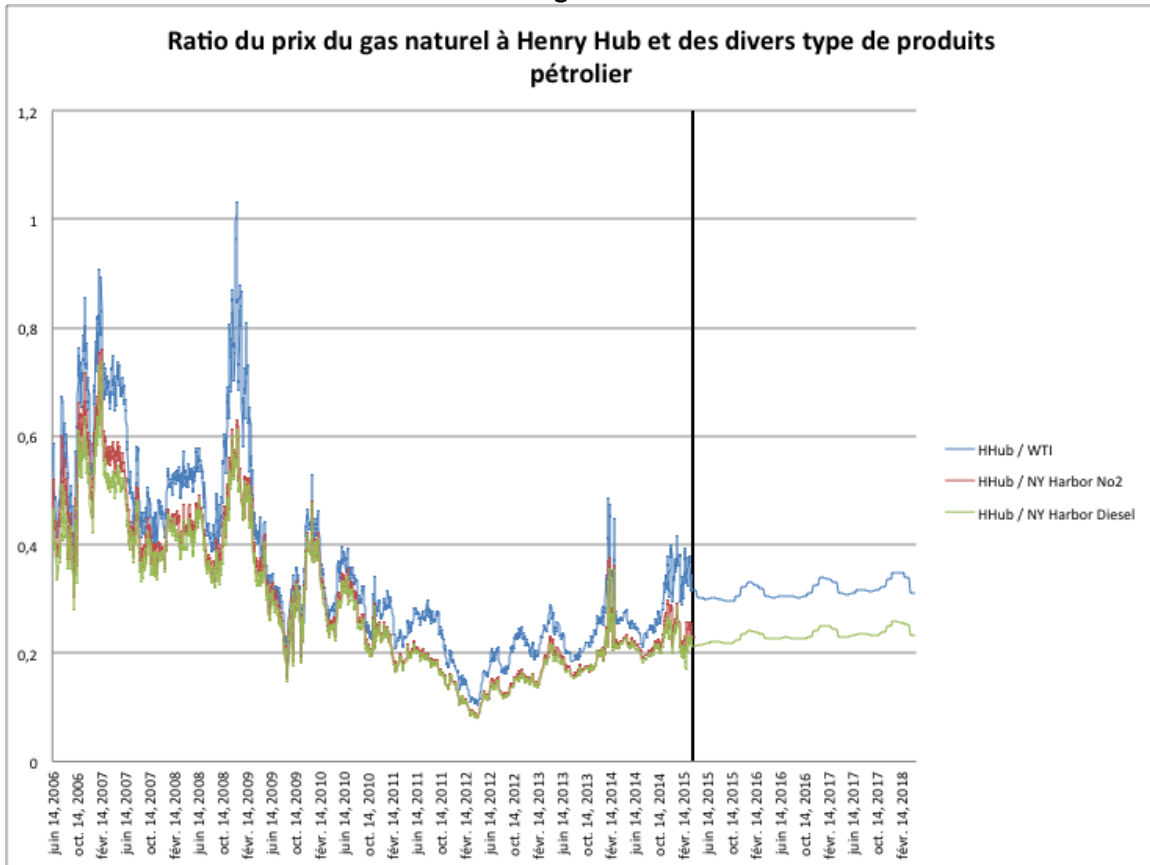
	WTI (\$/Gj)		NY Harbor ULSD (\$/Gj)		Henry Hub (\$/Gj)	
	(\$/Gj)	%	(\$/Gj)	%	(\$/Gj)	%
mai 2015-avril 2016	9,89		13,54		3,05	
mai 2016-avril 2017	10,72	8%	14,43	7%	3,38	11%
mai 2017-avril 2018	11,11	4%	14,96	4%	3,60	7%
Moyenne des données annuelles (mai 2015 - avril 2018)	10,57	7%	14,31	5%	3,34	9%

Source: CME group en date du 8 avril 2015

8 À la lecture des données indiquées au Tableau 3, les chiffres montrent une croissance plus
 9 importante de la valeur des contrats à terme pour le gaz naturel à Henry Hub par rapport à la
 10 croissance des prix des contrats à terme du WTI ainsi que pour le NY Harbor Ultra-Low Sulfur
 11 No 2. En fait, la valeur des périodes annuelles comprise entre mai 2015 et avril 2018 montre une
 12 croissance 1,7 fois supérieure pour le gaz naturel à Henry Hub par rapport à celui du diesel à
 13 New York.

- 1 La Figure 4 ci-dessous montre l'évolution des ratios du prix du gaz naturel sur le prix du diesel
- 2 (NY Harbor ULSD), sur le prix du mazout (NY Harbor Harbor No. 2 Heating Oil Spot Price) ainsi
- 3 que sur le prix du pétrole brut (WTI).

Figure 4



Sources : EIA, CME group

- 4 Toutes choses étant égales par ailleurs, plus le ratio entre le prix du gaz naturel et celui des
- 5 autres produits pétroliers est bas, plus la position concurrentielle du gaz naturel est
- 6 avantageuse. Or, à la lecture de l'information qui se trouve à la Figure 4, il semble y avoir une
- 7 tendance haussière des ratios depuis 2012. Cela indique un resserrement des prix entre le gaz
- 8 naturel et les autres produits pétroliers. Cette tendance à la hausse se confirme quand on
- 9 considère la valeur des ratios utilisant la valeur des contrats à terme.

- 10 Ces constatations contredisent l'affirmation du représentant de KPMG-SECOR à l'effet que le
- 11 prix relatif mazout-gaz naturel est similaire à ce qu'il était au moment de produire le rapport
- 12 d'expertise. Rapport d'expertise qui était basé, entre autres sources de données, aux prévisions
- 13 long terme de l'EIA et dont les prévisions qui ont été rendues publiques à l'été 2014. Toutefois,
- 14 comme il est démontré ci-dessus, les prix des produits énergétiques ont grandement évolué
- 15 depuis ce moment. Les résultats de notre analyse démontrent aussi que certaines hypothèses

1 retenues par Gaz Métro dans le cadre du plan d’approvisionnement⁵, à l’effet que le prix du
2 mazout augmente tout de même plus rapidement que celui du gaz naturel, semblent ne plus
3 représenter l’état du marché actuel.

4 Cela étant dit, nous sommes conscients que le calcul de la situation concurrentielle du gaz
5 naturel par rapport à d’autres types de combustible décrits dans le cadre du plan
6 d’approvisionnement (voir note de bas de page 5) comporte plusieurs éléments qui ne sont pas
7 inclus dans la présente analyse. En effet, d’autres facteurs, tels que l’évolution des coûts de
8 distribution ou de transport, les différents produits énergétiques ou certaines mesures
9 environnementales (SPEDE) peuvent influencer la situation concurrentielle du gaz naturel. Nous
10 sommes aussi conscients que le gaz naturel est probablement encore avantageux par rapport à
11 certains types de combustible. Toutefois, même en considérant ces facteurs, nous croyons que
12 le changement de dynamique dans le marché du pétrole est suffisamment important pour
13 réévaluer les prévisions de demande nécessaires à l’analyse du présent dossier. En effet, il nous
14 semble probable que la détérioration de la position concurrentielle du gaz naturel réduira les
15 prévisions de demande, car les alternatives au gaz sont moins chères qu’auparavant.

16 **Compte tenu de la détérioration possible de la position concurrentielle du gaz naturel par**
17 **rapport aux autres produits pétroliers, nous recommandons à la Régie d’exiger une**
18 **réévaluation des besoins futurs en gaz naturel dans les régions où sont situés les**
19 **investissements proposés par Gaz Métro dans le présent dossier.**

20 **Commentaires sur les solutions alternatives envisagées pour** 21 **chaque tronçon**

22 **Réseaux de l’Estrie**

23 En plus de la solution décrite ci-dessus (voir section intitulée : Description des projets
24 d’investissement), Gaz Métro a envisagé une solution qui comprend les éléments suivants :

- 25 • Utiliser la pression additionnelle temporaire présentement offerte par TCPL;
- 26 • Construire un poste de livraison à Magog;
- 27 • Remplacer la conduite latérale de Sherbrooke;
- 28 • Bénéficier du gaz naturel renouvelable produit par la Ville de Saint-Hyacinthe;
- 29 • Construire des stations de GNL à St-Hyacinthe et Courval;
- 30 • Doubler la conduite latérale de Granby.

31 Le coût de cette option est de 33,54 M\$ et offrirait un débit total en 2024 de 179 150 m³/h au
32 lieu d’un coût de 48,16 M\$ pour un débit total de 244 000 m³/h pour la solution proposée par le
33 distributeur. Le coût unitaire de la capacité incrémentielle de cette option est plus élevé que la

⁵ Dossier : R-3879 Phase2, pièce B-0050, note de bas de page 3, pages 40 de 122.

1 proposition du distributeur⁶. Dans la mesure où l'ensemble des coûts de la solution proposée
2 par Gaz Métro est inclus dans les tarifs, cette solution alternative décrite ci-dessus
3 occasionnerait un impact tarifaire moindre pour les clients existants.

4

5 **Réseau du Saguenay**

6 En plus de la solution décrite ci-dessus (voir section intitulée : Description des projets
7 d'investissement), Gaz Métro a envisagé une solution qui comprend les éléments suivants :

- 8 • Utiliser la pression additionnelle temporaire présentement offerte par TCPL;
- 9 • Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales;
- 10 • Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice;
- 11 • Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et à Alma.

12 Le coût de cette option est de 59,02 M\$ et offrirait un débit total en 2024 de 153 500 m³/h au
13 lieu d'un coût de 81.12 M\$ pour une capacité de 174 000 m³/h pour la solution proposée par le
14 distributeur. Le coût unitaire des capacités incrémentielles de cette option est plus élevé que la
15 proposition du distributeur⁷. Dans la mesure où l'ensemble des coûts de la solution proposée
16 par Gaz Métro est inclus dans les tarifs, cette solution alternative décrite ci-dessus
17 occasionnerait un impact tarifaire moindre pour les clients existants.

18 **Autres solutions envisagées par Gaz Métro, mais non détaillées en preuve**

19 Gaz Métro a aussi évalué les solutions alternatives suivantes :

- 20 • Ajuster les tarifs interruptibles;
- 21 • Accroître l'efficacité énergétique des tronçons saturés;
- 22 • Augmenter la pression minimale contractuelle.

23 Selon Gaz Métro, l'ajustement des tarifs interruptibles ainsi que l'accroissement de l'efficacité
24 énergétique ne permettraient pas de réduire suffisamment la demande en pointe et ainsi éviter
25 les investissements proposés dans le présent dossier.

26 Toutefois, Gaz Métro a informé les intervenants⁸ au dossier qu'une troisième option, soit
27 l'augmentation de la pression minimale contractuelle, serait une solution qui éviterait les
28 investissements, du moins à court terme, sur le réseau de l'Estrie. Cette solution serait
29 nettement plus avantageuse pour la clientèle existante de Gaz Métro puisqu'elle n'engendrerait
30 aucun coût supplémentaire. Gaz Métro a présenté cette solution potentielle dans sa réponse à
31 la DDR 7,1 de la Régie (voir note de bas de page 8)

⁶ Pièce B-0007, page 20, lignes 16 à 21

⁷ Pièce B-0009, page 20, lignes 20 à 25

⁸ Pièce B-0029, page 18 et 19, réponse à la question 7,1

1 « Gaz Métro a demandé à TCPL si elle acceptait de s'engager à livrer le gaz
2 naturel au poste de Waterloo à une pression de 5750 kPa durant l'hiver pour
3 une période plus longue que la période de 3 ans convenue dans l'entente datée
4 du 20 janvier 2014 et amendée le 1^{er} août 2014 (ci-après collectivement appelées
5 l'« Entente »). Le 25 février 2015, après analyses et discussions notamment avec
6 TQM qui est le transporteur qui livre le gaz naturel à Waterloo, TCPL a confirmé
7 à Gaz Métro qu'il serait possible de prolonger l'Entente. À ce jour, Gaz Métro
8 demeure dans l'attente d'un projet d'entente finale qui constaterait formellement
9 l'engagement de TCPL. Selon nos plus récentes discussions avec les
10 représentants de TCPL, Gaz Métro devrait recevoir incessamment ce projet
11 d'entente finale. Fait à noter, contrairement à ce que suggère le libellé de la
12 question, il ne s'agit pas d'une augmentation « permanente » de la pression
13 minimale contractuelle. Dans l'état actuel des discussions, il s'agirait d'une
14 entente valide pour une période de 5 années débutant le 1^{er} novembre 2017 et se
15 terminant le 31 octobre 2022. Au 1^{er} novembre 2019, soit deux ans après le début
16 de l'Entente, il serait loisible aux parties d'ajouter une année à l'engagement de
17 TCPL pour repousser sa date de fin au 31 octobre 2023. Cet ajout d'une année à
18 l'Entente serait possible à tous les ans par la suite pour en faire une entente
19 d'une durée de 4 années. Par ailleurs, il serait possible pour TCPL de mettre
20 unilatéralement un terme à l'entente en donnant un préavis de 4 ans, donnant
21 ainsi un délai suffisant à Gaz Métro pour mettre en place une solution
22 alternative.»
23

24 Au moment d'écrire le présent mémoire, aucune entente formelle n'a été déposée en preuve.
25 Gaz Métro s'est néanmoins engagée à amender sa demande afin de refléter cette entente
26 éventuelle.

27 **Compte tenu des différentes options envisagées, l'ACIG est d'avis que l'option de l'entente**
28 **potentielle avec TCPL mentionnée ci-dessus est nettement préférable aux autres solutions**
29 **envisagées pour les tronçons du réseau de l'Estrie. L'ACIG recommande fortement à la Régie**
30 **d'attendre le dépôt (le plus tôt possible) de l'entente potentielle avec TCPL avant de rendre**
31 **une décision relativement au réseau de l'Estrie.**

32 **Quant aux solutions envisagées pour le réseau du Saguenay, l'ACIG est d'avis que la solution**
33 **proposée par Gaz Métro, qui consiste à ajouter de la compression sur son système, est**
34 **économiquement plus viable (coût du m³/h ajouté moins élevé) que la solution alternative.**
35 **Toutefois, en considérant les principes réglementaires établis à l'effet que les tarifs doivent**
36 **refléter le coût du service offert aux clients existants, il appert qu'il serait inapproprié pour ces**
37 **clients d'opter pour cette solution, car elle aurait un impact tarifaire plus important que pour**
38 **l'autre alternative évalué par Gaz Métro. En effet, dans la solution proposée par Gaz Métro, la**
39 **surcapacité du réseau serait à la charge des clients actuels même si elle n'est pas requise par**
40 **ceux-ci. Dans ce contexte, la solution générant l'impact tarifaire le moins important, soit la**
41 **solution alternative au coût de 33,54 M\$, devrait être favorisée. Ce raisonnement est**

1 également applicable au réseau de l'Estrie (solution alternative au coût de 59,02 M\$) dans
2 l'éventualité où il n'y aurait pas d'entente avec TCPL.

3 **Conclusion**

4 L'ACIG réitère les conclusions et recommandations suivantes:

- 5 • L'ACIG recommande à la Régie de s'assurer que Gaz Métro respecte les principes
6 de rentabilité et de neutralité tarifaire ainsi que le principe d'équité
7 intergénérationnelle pour tout projet d'ajout au réseau, incluant ceux proposés
8 dans le présent dossier.
- 9 • Compte tenu de la détérioration possible de la position concurrentielle du gaz
10 naturel par rapport aux autres produits pétroliers, nous recommandons à la Régie
11 d'exiger une réévaluation des besoins futurs en gaz naturel dans les régions où
12 sont situés les investissements proposés par Gaz Métro dans le présent dossier.
- 13 • Compte tenu des différentes options envisagées, l'ACIG est d'avis que l'option de
14 l'entente potentielle avec TCPL mentionnée ci-dessus est nettement préférable
15 aux autres solutions envisagées pour les tronçons du réseau de l'Estrie. L'ACIG
16 recommande fortement à la Régie d'attendre le dépôt (le plus tôt possible) de
17 l'entente potentielle avec TCPL avant de rendre une décision relativement au
18 réseau de l'Estrie.
- 19 • Quant aux solutions envisagées pour le réseau du Saguenay, l'ACIG est d'avis que
20 la solution proposée par Gaz Métro, qui consiste à ajouter de la compression sur
21 son système, est économiquement plus viable (coût du m³/h ajouté moins élevé)
22 que la solution alternative. Toutefois, en considérant les principes réglementaires
23 établis à l'effet que les tarifs doivent refléter le coût du service offert aux clients
24 existants, il appert qu'il serait inapproprié pour ces clients d'opter pour cette
25 solution, car elle aurait un impact tarifaire plus important que pour l'autre
26 alternative évalué par Gaz Métro. En effet, dans la solution proposée par Gaz
27 Métro, la surcapacité du réseau serait à la charge des clients actuels même si elle
28 n'est pas requise par ceux-ci. Dans ce contexte, la solution générant l'impact
29 tarifaire le moins important, soit la solution alternative au coût de 33,54 M\$,
30 devrait être favorisée. Ce raisonnement est également applicable au réseau de
31 l'Estrie (solution alternative au coût de 59,02 M\$) dans l'éventualité où il n'y aurait
32 pas d'entente avec TCPL.

33
34