

PROJET D'INVESTISSEMENT
VISANT L'AMÉLIORATION ET LE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE
TRANSMISSION DU SAGUENAY

SUIVI DE LA DÉCISION D-2013-192

TABLE DES MATIÈRES

	<u>Page</u>
1 DESCRIPTION	3
1.1 Quels sont les besoins du réseau du Saguenay?	3
1.2 Quelles sont les mesures recommandées?	5
1.2.1 Continuer d'utiliser la <i>Pression temporaire</i> de l'entente conclue avec TCPL	6
1.2.2 Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales	7
1.2.3 Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice	8
1.2.3.1 Ajouter un compresseur à St-Maurice	8
1.2.3.2 Augmenter le ratio de compression des compresseurs électriques actuels	9
1.2.4 Ajouter un nouveau poste de compression à La Tuque	10
2 LE PROJET D'INVESTISSEMENT EST-IL JUSTIFIÉ?.....	11
3 QUELS SONT LES COÛTS?.....	12
3.1 Quels sont les coûts des mesures recommandées?	12
3.2 Comment les coûts sont-ils récupérés?	13
4 QUELS SONT LA FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE, L'IMPACT SUR LES TARIFS ET L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ?	15
5 QUELLES SONT LES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS?	15
6 QUELLES SONT LES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES?.....	16
7 QUELS SONT LES IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ MÉTRO?.....	17
8 QUELLES SONT LES AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES?.....	17
8.1 Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL	17
8.1.1.1 Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma	18
8.1.2 Coûts de la solution : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL	18
8.1.3 Représentation graphique des mesures « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL »	19
8.1.4 Avantages et inconvénients : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL	19
9 QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES?	21
10 QUELLES SONT LES CONCLUSIONS RECHERCHÉES?.....	21

1 DESCRIPTION

1 Le réseau de transmission du Saguenay présente des enjeux de capacité. Ce document présente
2 le projet d'investissement pour l'amélioration et le renforcement du réseau de transmission du
3 Saguenay.

1.1 Quels sont les besoins du réseau du Saguenay?

4 Les besoins du réseau du Saguenay touchent deux volets, les besoins de la clientèle existante
5 qui représente le débit horaire de référence en 2014 et les besoins de la clientèle future
6 représentés par le débit horaire projeté en 2024.

7 Tel que présenté dans la pièce Gaz Métro 1, document 1 du présent dossier, les besoins
8 additionnels de capacité pour répondre à la demande de la clientèle ont été calculés à partir du
9 débit horaire de référence en 2014 et projeté en 2024 déterminé par Artelys. Il est à noter que
10 KPMG-SECOR a participé à la projection du débit horaire de référence établie par Artelys en
11 identifiant les probabilités et les volumes associés aux gains de nouveaux clients et aux pertes
12 potentielles de grands clients actuels à l'horizon 2024. La capacité maximale actuelle des réseaux
13 a été calculée en fonction des critères de conception et d'opération revus par DNV et Artelys.

Tableau 1 – Besoin du réseau du Saguenay en 2014

Réseaux de transmission	Débit horaire de référence en 2014 (m ³ /h)	Capacité ¹ (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)
Saguenay	129 500	115 000	14 500

14 En analysant le tableau 1, on remarque que le débit horaire de référence en 2014 est supérieur
15 à la capacité maximale actuelle. Plus précisément, il faut augmenter la capacité du réseau de
16 14 500 m³/h afin de répondre aux besoins de la clientèle existante.

17 Il est important de noter que Gaz Métro a convenu avec TransCanada Pipeline Limited (« TCPL »)
18 d'une pression de livraison supérieure² à la pression minimale contractuelle de 4 000 kPa
19 (ci-après *Pression minimale contractuelle*). Cette entente, qui prendra fin le 31 mars 2017, a fait

¹ La capacité maximale actuelle présentée est basée sur la *Pression minimale contractuelle* de 4 000 kPa à l'entrée du poste de livraison.

² La pression de l'entente conclue avec TCPL est de 4 650 kPa au poste de compression de St-Maurice.

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 en sorte que Gaz Métro a pu assurer la sécurité d'approvisionnement des clients lors de la pointe
2 horaire³ de l'hiver 2013-2014.

Tableau 2 – Besoin du réseau du Saguenay en 2024

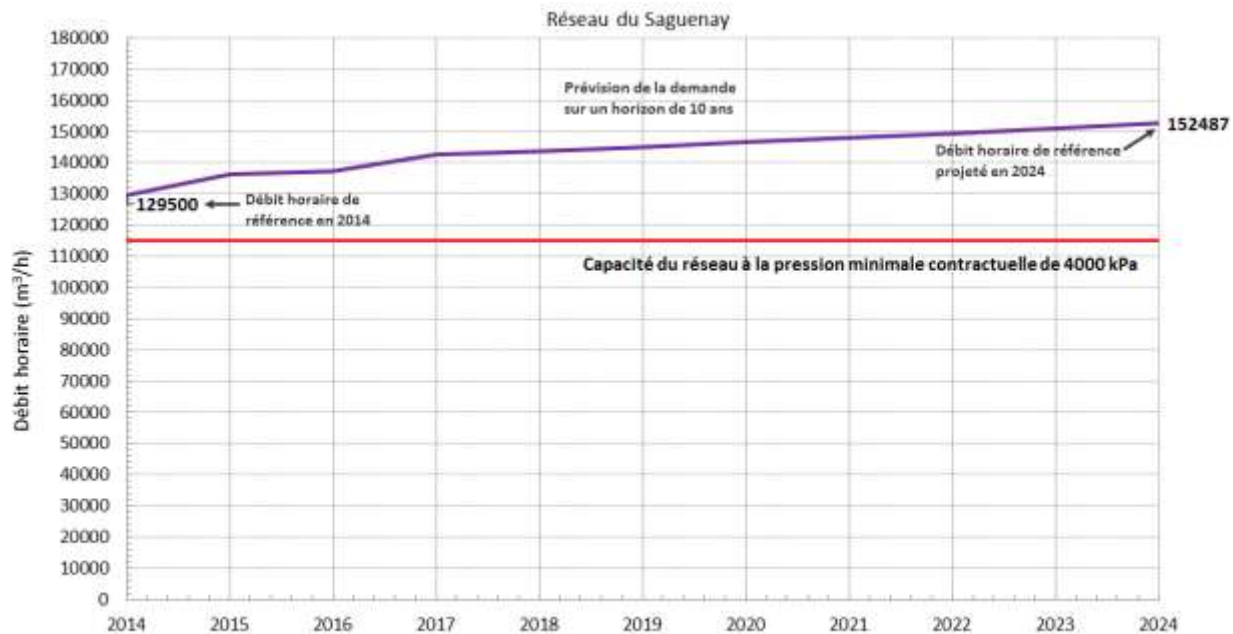
Réseau de transmission	Débit horaire de référence projeté en 2024 ⁴ (m ³ /h)	Capacité ¹ (m ³ /h)	Besoin additionnel de capacité (m ³ /h)
Saguenay	152 487	115 000	37 487

3 En regardant le tableau 2, on note que pour répondre aux besoins de la clientèle en 2024, il faut
4 augmenter la capacité de 37 487 m³/h afin de répondre aux besoins de la clientèle existante.
5 Voici la représentation de la capacité ainsi que du débit horaire de référence calculé et projeté
6 année après année pour le Saguenay.

³ Le débit horaire à la pointe de l'hiver 2013-2014 a été de 120 072 m³/h.

⁴ Le débit horaire de référence en 2024 correspond à un scénario raisonnable mais des débits horaires plus élevés pourraient survenir.

Graphique 1 – Capacité et débits horaires de référence projetés



1.2 Quelles sont les mesures recommandées?

1 Gaz Métro recommande de mettre à niveau la station de compression et d'ajouter un nouveau
2 poste de compression à La Tuque afin de rencontrer les objectifs visés et les besoins additionnels
3 de capacité du réseau de transmission du Saguenay. Compte tenu du délai associé à
4 l'implantation de ces deux mesures recommandées, deux autres mesures temporaires sont
5 nécessaires. Voici donc les quatre mesures requises :

- 6 1. Continuer d'utiliser la pression de l'entente conclue avec TCPL de 4 650 kPa (*Pression*
7 *temporaire*) à l'entrée du poste de compression de St-Maurice (mesure temporaire);
- 8 2. Démarrer le deuxième compresseurs de St-Maurice durant les pointes hivernales (mesure
9 temporaire);
- 10 3. Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice;
- 11 4. Ajouter un nouveau poste de compression à La Tuque.

12 Les mesures permanentes recommandées sont illustrées dans l'image suivante et détaillées
13 dans les prochaines sections.

Image 1 – Mesures recommandées au Saguenay



1.2.1 Continuer d'utiliser la *Pression temporaire* de l'entente conclue avec TCPL

- 1 En août 2014, Gaz Métro a conclu une entente avec TCPL au terme de laquelle la pression
- 2 minimale contractuelle d'alimentation au poste de compression de St-Maurice sur le réseau de
- 3 transmission du Saguenay est fixée à 4 650 kPa durant les mois d'hiver et à 4 000 kPa durant les
- 4 autres mois de l'année. L'entente est valide jusqu'au 31 mars 2017.
- 5 Ainsi, pour calculer la capacité horaire maximale, Gaz Métro utiliserait la *Pression temporaire* de
- 6 4 650 kPa plutôt que la *Pression minimale contractuelle* de 4 000 kPa dans l'établissement de la

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 capacité horaire maximale du réseau du Saguenay. Cette mesure ferait augmenter la capacité
2 horaire du réseau de transmission de 13 000 m³/h.

Tableau 3 – Impact sur la capacité du réseau d'utiliser la *Pression temporaire* de 4 650 kPa

Réseau de transmission	Capacité horaire (m ³ /h)	Débit horaire de référence projeté en 2016 (m ³ /h)
Saguenay	128 000	137 415

- 3 On remarque que la capacité horaire du réseau de transmission du Saguenay ne dépasserait pas
4 le débit horaire de référence projeté à l'hiver 2015-2016. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement
5 des clients ne serait pas satisfaite.

1.2.2 Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales

6 Le poste de compression de St-Maurice possède deux compresseurs qui fonctionnent à
7 l'électricité. Historiquement, le deuxième compresseur démarrait seulement en cas de défaillance
8 du premier. Le délai occasionné pour démarrer le compresseur était considéré dans le calcul de
9 capacité de ce réseau et venait réduire la capacité horaire maximale de celui-ci. Dans le but
10 d'augmenter la capacité horaire, Gaz Métro a réalisé des tests afin de démarrer, de manière
11 préventive, le deuxième compresseur de St-Maurice durant les périodes de pointes hivernales.
12 Les tests ont été concluants. Ainsi, pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016, il est recommandé
13 de démarrer les deux compresseurs de St-Maurice durant les pointes de consommation hivernale
14 de manière à ce que le deuxième compresseur soit opérationnel le plus rapidement possible en
15 cas de panne du premier compresseur. Cette mesure, jumelée à l'abaissement de la pression
16 minimale à l'entrée du poste de livraison d'Alma et/ou La Baie, sans affecter la pression de sortie
17 du poste, permettrait d'assurer la sécurité d'approvisionnement pendant cette période de deux
18 ans.

19 Cette mesure, combinée à la *Pression temporaire* de 4 650 kPa, ferait augmenter la capacité
20 horaire du réseau de transmission de 9 500 m³/h.

Tableau 4 – Impact sur la capacité du réseau d'utiliser la pression garantie par l'entente de 4 650 kPa et démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice en pointe

Réseau de transmission	Capacité horaire (m ³ /h)	Débit horaire de référence en 2016 (m ³ /h)
Saguenay	137 500	137 415

1 On remarque que la capacité horaire du réseau de transmission du Saguenay dépasserait le
2 débit horaire projeté pour l'hiver 2015-2016. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement des clients
3 serait satisfaite.

1.2.3 Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice

4 La mise à niveau de la station de compression de St-Maurice comporte deux volets. Le premier
5 volet vise l'amélioration du réseau alors que le deuxième volet vise le renforcement du réseau.

6 1.2.3.1 Ajouter un compresseur à St-Maurice

7 Le poste de compression de St-Maurice possède actuellement deux compresseurs fonctionnant
8 à l'électricité qui sont situés dans un même bâtiment. Gaz Métro est présentement à risque lors
9 d'une panne de courant ou lors d'un événement incontrôlable tel que le feu dans le bâtiment, car
10 les deux compresseurs ne seraient plus disponible durant ce type d'évènement.

11 Il existe un historique de problèmes électriques à la station de St-Maurice où les deux
12 compresseurs n'ont pu être utilisés pendant une certaine période de temps. La conception des
13 nouvelles stations de compression de Gaz Métro ne permet plus d'installer deux unités situées
14 dans un même bâtiment et ayant la même source d'alimentation en raison du degré de fiabilité
15 moindre.

16 Avec la stratégie de gestion des actifs en place chez Gaz Métro, les incidents qui se sont produits
17 ces dernières années et ceux qui pourraient survenir représentent une menace qui a été
18 analysée. Le niveau de risque a été évalué au-delà du seuil de tolérance par rapport aux valeurs
19 d'affaires de Gaz Métro. De plus, Gaz Métro se doit de mettre à niveau la station de compression
20 de St-Maurice afin de respecter les exigences associées à ces critères de conception et
21 d'opération du réseau.

1 Ainsi, il est recommandé d'ajouter un compresseur à gaz naturel dans un autre bâtiment afin
2 d'assurer l'intégrité et la fiabilité du réseau. L'ajout du compresseur à gaz naturel permettrait de
3 ramener la station de compression de St-Maurice à un niveau de risque jugé acceptable. Il est à
4 noter qu'un délai d'un peu moins de trois ans est nécessaire pour la mise en place de cette
5 mesure. Ce délai est occasionné par l'ingénierie préliminaire, l'obtention des approbations et des
6 équipements ainsi que la réalisation des travaux.

7 1.2.3.2 Augmenter le ratio de compression des compresseurs électriques actuels

8 L'augmentation du ratio de compression permettrait d'atteindre la pression maximale d'opération
9 de la conduite de transmission avec la *Pression minimale contractuelle* en utilisant simultanément
10 les deux compresseurs électriques actuels pour obtenir un débit maximum et ainsi utiliser le
11 compresseur à gaz comme compresseur de secours. Ainsi, la capacité horaire du réseau serait
12 augmentée à 140 000 m³/h. Il est à noter qu'un délai d'un peu moins de 2 ans est nécessaire
13 pour augmenter le ratio de compression des compresseurs électriques et qu'un délai d'un peu
14 moins de 3 ans est nécessaire pour l'ajout du nouveau compresseur de secours à gaz naturel.

15 Considérant que les deux compresseurs seront sollicités simultanément afin d'atteindre la
16 pression maximale d'opération de la conduite, il est nécessaire d'avoir un compresseur de
17 secours⁵ à gaz naturel pour respecter les critères de conception et d'opération du réseau.

18 Sachant que la mise en place d'un tel compresseur de secours nécessite un délai d'un peu moins
19 de 3 ans par opposition à un peu moins de 2 ans pour l'implantation de la mesure d'utilisation
20 simultanée des deux compresseurs, il est essentiel de retenir une mesure temporaire pour l'hiver
21 2016-2017.

22 Ainsi, la mesure temporaire recommandée pour l'hiver 2016-2017 serait d'utiliser un seul
23 compresseur électrique modifié alimenté par la *Pression temporaire* de 4 650 kPa et ce, tout en
24 démarrant les deux compresseurs électriques modifiés durant les pointes de consommation
25 hivernale afin de passer d'un compresseur à l'autre rapidement. Ces mesures, jumelées à
26 l'abaissement de la pression minimale à l'entrée du poste de livraison d'Alma et/ou La Baie, sans

⁵ En lien avec le critère de conception de redondance des équipements critiques de la transmission. Pour plus de détail, se référer aux pièces Gaz Métro 1, document 5 et 8 de la présente demande.

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

- 1 affecter la pression de sortie du poste de livraison, permettrait d'obtenir une la capacité horaire
2 du réseau de transmission de 142 600 m³/h.

Tableau 5 – Impact sur la capacité du réseau de mettre à niveau la station de compression de St-Maurice combinée à la *Pression temporaire* de de 4 650 kPa (mesure temporaire)

Réseau de transmission	Capacité horaire (m ³ /h)	Débit horaire de référence en 2017 (m ³ /h)
Saguenay	142 600	142 552

- 3 On remarque que la capacité horaire du réseau de transmission du Saguenay dépasserait le
4 débit horaire de référence à l'hiver 2016-2017. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement des clients
5 serait satisfaite.

1.2.4 Ajouter un nouveau poste de compression à La Tuque

- 6 Pour répondre au débit horaire projeté pour l'hiver 2023-2024, une station de compression devrait
7 être ajoutée et installée à l'embranchement qui alimente la ville de La Tuque afin d'augmenter
8 une deuxième fois la pression dans la conduite et conséquemment obtenir la pression nécessaire
9 en bout de réseau pour alimenter les clients. Il y aura deux compresseurs au poste de
10 compression à La Tuque. Un compresseur fonctionnera à l'électricité et l'autre au gaz naturel. Il
11 est à noter qu'un délai d'un peu moins de trois ans est nécessaire pour la mise en place de cette
12 mesure. Ce délai est occasionné par l'ingénierie préliminaire, l'obtention des approbations et des
13 équipements ainsi que la réalisation des travaux.

- 14 Cette mesure ferait augmenter la capacité horaire du réseau de transmission à 174 000 m³/h.

Tableau 6 – Impact sur la capacité du réseau de mettre à niveau la station de compression de St-Maurice et d'ajouter un nouveau poste de compression à La Tuque

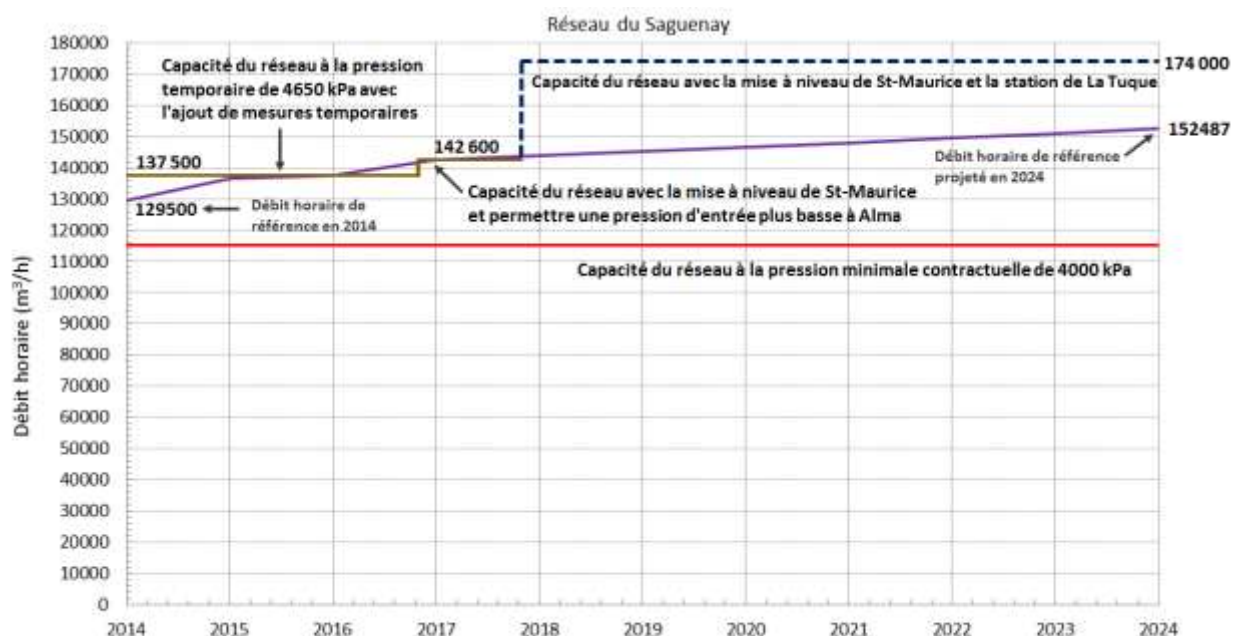
Réseau de transmission	Capacité horaire (m ³ /h)	Débit horaire de référence en 2024 (m ³ /h)
Saguenay	174 000	152 487

- 1 On remarque que la capacité horaire du réseau de transmission du Saguenay dépasse le débit
2 horaire projeté pour l'hiver 2023-2024. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement des clients est
3 satisfaite.

Résumé des mesures recommandées pour le réseau de transmission du Saguenay

- 4 Le graphique suivant positionne dans le temps les différentes mesures recommandées et la
5 prévision de la demande de pointe du réseau de transmission du Saguenay.

Graphique 2 – Résumé des mesures recommandées au Saguenay⁶



2 LE PROJET D'INVESTISSEMENT EST-IL JUSTIFIÉ?

- 6 Le présent projet d'investissement est justifié puisque la demande de la clientèle actuelle et future
7 (débit horaire de référence en 2014 et projeté en 2024) excède la capacité horaire maximale
8 actuelle des tronçons du réseau de transmission du Saguenay. Le projet d'investissement
9 proposé permet donc de rencontrer les principaux objectifs visés qui sont de :

⁶ Il est à noter que malgré l'apparence d'un manque de capacité en 2016 et 2017, tel n'est pas le cas, puisque le débit horaire de référence est inférieur à la capacité du réseau tel que précisé aux pages 8 et 10.

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

3 QUELS SONT LES COÛTS?

4 Les coûts des mesures recommandées ainsi que la façon de les récupérer sont présentés dans
5 les prochains paragraphes.

3.1 Quels sont les coûts des mesures recommandées?

6 Tel qu'on peut le retrouver dans le tableau 8, les coûts totaux d'immobilisation des options
7 recommandées sont estimés à 81,12 M\$ et les coûts totaux d'opération sont estimés à 0,78 M\$.

Tableau 7 – Coûts des options recommandées

Réseau	Mesures	Coûts	
		Immobilisation (M\$)	Opération (M\$)
Saguenay	Utiliser la <i>Pression temporaire</i> de l'entente conclue avec TCPL	0	0
	Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales	0	0,03
	Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice	31,11	0,25
	Nouvelle station de compression à La Tuque	50,01	0,50
	TOTAL	81,12	0,78

8 Ces coûts incluent :

- 9 • la planification (incluant l'obtention des autorisations);
10 • l'ingénierie;
11 • les terrains;
12 • les travaux électriques;
13 • les nouveaux compresseurs;
14 • la gestion et l'inspection;
15 • la contingence;
16 • les frais généraux;

1 La répartition des coûts est la suivante :

Tableau 8 – Répartition des coûts d'immobilisation des options recommandées

Ce tableau est déposé sous pli confidentiel

Notes :

- Lorsque l'ingénierie préliminaire sera complétée, soit 9 mois après le début de la planification du projet, un nouvel estimé (-15 % à + 15 % de précision) sera complété afin de s'assurer de respecter l'enveloppe budgétaire approuvée par la Régie.
- Advenant un écart plus grand que 15 %, Gaz Métro avisera la Régie dans les plus brefs délais.
- La contingence exclut les coûts d'alimentation d'Hydro-Québec (prolongement du réseau d'Hydro-Québec).

3.2 Comment les coûts sont-ils récupérés?

2 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
3 « amélioration » et « renforcement ». Pour supporter la récupération des coûts, Gaz Métro a
4 retenu les services de M. Jeff D. Makholm, de la firme National Economic Research Associates
5 Inc (NERA). Le rapport de la firme NERA est présenté à la pièce Gaz Métro 1, document 9. Les
6 prochains paragraphes résument comment les coûts des différentes catégories d'investissement
7 seront récupérés.

Investissements en amélioration

1 Pour le réseau de transmission du Saguenay et plus spécifiquement à la station de compression
2 de St-Maurice, les investissements en amélioration de réseaux proviennent de trois catégories
3 de la gestion des actifs : la catégorie «risque» visant à assurer l'intégrité et la fiabilité du réseau,
4 la catégorie « respect des exigences » pour ramener la station aux normes internes de Gaz Métro
5 et la catégorie « amélioration de l'actif » pour les réparations requises .

6 Dans le cadre du présent projet d'investissement sur le réseau de transmission du Saguenay, un
7 investissement en amélioration de réseaux au coût de 23,01 M\$, est une partie importante du
8 coût de 31,11 M\$ de la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice. Voici comment
9 se décompose l'investissement de la catégorie « amélioration » :

- 10 - les travaux de réparation des compresseurs électriques actuels;
- 11 - l'ajout d'un compresseur de secours à gaz naturel dans un bâtiment séparé, de
12 puissance équivalente à la capacité d'un compresseur électrique.

13 Dans le cadre de la stratégie de gestion des actifs et des projets d'amélioration du réseau, ce
14 type de coût est supporté par l'ensemble de la clientèle. Gaz Métro propose un traitement
15 identique, traitement qui est par ailleurs recommandé par NERA.

Investissements en renforcement

16 Les investissements sur le réseau de transmission provenant de la catégorie « renforcement »
17 visent à accroître la capacité et la flexibilité d'opération du réseau de transmission. Les
18 investissements nécessaires au renforcement du réseau sont attribuables aux mesures qui
19 touchent à la fois l'amélioration du réseau (intégrité et fiabilité du réseau) et les projets de
20 développement (ajout de clients).

21 Les investissements requis pour la catégorie « renforcement » sont le nouveau compresseur à
22 La Tuque au Saguenay (50,01 M\$) et une partie des coûts associée au compresseur de
23 St-Maurice (8,10 M\$). Ce coût de 8,10 M\$ est dû à l'augmentation de la capacité du compresseur
24 à gaz naturel et à la modification des ratios de compression des deux compresseurs électriques
25 actuels. Pour les raisons contenues au rapport de NERA, notamment que le renforcement
26 bénéficiera à tous les clients, ces coûts sont assumés par l'ensemble de la clientèle.

4 QUELS SONT LA FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE, L'IMPACT SUR LES TARIFS ET L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ?

1 L'analyse financière présentée au tableau suivant est basée sur les paramètres financiers
2 approuvés par la Régie dans sa décision D-2014-077 (R-3837-2013 Cause tarifaire 2014).

3 Le tableau ci-dessous présente les résultats de l'analyse de sensibilité considérant des variations
4 de coûts de $\pm 10\%$.

Tableau 9 – Analyse financière de sensibilité

Coûts	Effet tarifaire 5 ans (000 \$)	Effet tarifaire 10 ans (000 \$)	Effet tarifaire 20 ans (000 \$)	Effet tarifaire 32 ans (000 \$)
100 %	41 341	69 665	102 149	117 535
+ 10 %	45 146	76 055	111 457	128 165
- 10 %	37 536	63 276	92 841	106 904

5 L'impact de ce volet du projet sur les tarifs se traduit par une augmentation de 117,5 M\$ sur 32
6 ans. Il est à noter que cette augmentation tarifaire n'inclut pas les revenus et les coûts qui seront
7 générés par les projets de développement (ajout de clients). Le revenu requis se trouve à l'annexe
8 1 de la présente pièce.

5 QUELLES SONT LES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS?

9 Le projet sera réalisé conformément aux autres lois. La liste des autorisations exigées en vertu
10 d'autres lois contient notamment :

- 11 • Permis de construction des villes de La Tuque et Trois-Rivières.
- 12 • CA (certificat d'autorisation en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, article 22)
13 auprès du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre
14 les changements climatiques (MDDELCC).

6 QUELLES SONT LES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES?

1 Le projet sera réalisé conformément aux spécifications techniques de Gaz Métro qui rencontrent
2 les exigences des différents codes et règlements applicables.

- 3 • La tuyauterie de gaz sera conçue selon les normes CSA Z662 ou ASME B31.3
 - 4 ○ ACNOR (CSA) (Association Canadienne de Normalisation)
 - 5 ○ ASME (American Society of Mechanical Engineers)
 - 6 ○ ASTM (American Society for Testing Materials)
 - 7 ○ ANSI (American National Standards Institute)

- 8 • L'ingénierie civile, mécanique, électrique et les bâtiments seront conçus selon :
 - 9 ○ CSA (Canadian Standard Association)
 - 10 ○ CNB (Code National du Bâtiment)
 - 11 ○ NFE (National Fire Code of Canada)
 - 12 ○ ULC (Underwriters Laboratories of Canada)
 - 13 ○ BNQ (Bureau de normalisation du Québec)
 - 14 ○ CSA A23.1 (Béton constituant et exécution des travaux)
 - 15 ○ CSA A23.2 (Concrete materials and methods of concrete construction/Test
 - 16 methods and standard practices for concrete)
 - 17 ○ CSA A23.3 (Conception des structures en béton armé)
 - 18 ○ CSA 516.1 (Conception des structures en acier)
 - 19 ○ CSA W59 (Soudure)
 - 20 ○ NFPA (National Fire Protection Association)
 - 21 ○ ASTM (American Society of Testing of Materials)
 - 22 ○ CCE (Code Canadien de l'Électricité)
 - 23 ○ CNPI (Code National de prévention des Incendies)
 - 24 ○ I-12.1, r.1 (Code de Plomberie du Québec)
 - 25 ○ NFPA (National Fire Protection Association)
 - 26 ○ NBFU (National Board of Fire Underwriters)
 - 27 ○ CEQ (Code de l'électricité du Québec)
 - 28 ○ EEMAC (Electrical and Electronics Manufacturers Association of Canada)
 - 29 ○ ANSI (American National Standards Institute)

- 1 ○ IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
- 2 ○ NFPA (National Fire Protection Association)
- 3 ○ API (American Petroleum Institute)
- 4 ○ Hydro-Québec (normes internes)

7 QUELS SONT LES IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ MÉTRO?

5 La réalisation du projet d'investissement permettra d'assurer l'intégrité et la fiabilité du réseau
6 ainsi que la sécurité d'approvisionnement des clients. En outre, la réalisation du projet
7 d'investissement permettra à certains clients de migrer du tarif D₅ au D₄, donnera l'accès au gaz
8 naturel à de nouveaux clients et réduira les émissions de gaz à effet de serre (GES) qui se
9 dégageraient autrement de l'utilisation d'énergie plus polluante que le gaz naturel. Selon les
10 hypothèses utilisées, la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) est estimée à
11 34 491 tonnes de GES, ce qui est équivalent à la consommation annuelle de 8 623 voitures⁷. Le
12 détail de l'analyse se trouve à l'annexe 2 de la présente pièce.

8 QUELLES SONT LES AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES?

13 Gaz Métro a analysé différentes solutions afin de proposer la solution optimale permettant
14 d'atteindre les objectifs visés. Le distributeur présente ci-après l'autre solution envisagée ainsi
15 que les différents éléments qui l'ont guidé dans la solution recommandée.

8.1 Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL

16 Gaz Métro a analysé une option comprenant les mesures suivantes sur le réseau de transmission
17 du Saguenay :

- 18 1. Utiliser la pression de l'entente conclue avec TCPL de 4 650 kPa (*Pression temporaire*) à
19 l'entrée du poste de compression de St-Maurice⁸;
- 20 2. Démarrer les deux compresseurs de St-Maurice durant les pointes hivernales⁹;

⁷ En prenant l'hypothèse qu'une voiture qui parcourt 20 000 km annuellement émet 4 000 kg de GES.

⁸ Se référer à la section 1.2.1 du présent document.

⁹ Se référer à la section 1.2.2 du présent document.

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 3. Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice¹⁰;

2 4. Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma.

3 **8.1.1.1 Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma**

4 Gaz Métro a envisagé d'utiliser le gaz naturel liquéfié (GNL) pour faire de l'écrêtement de pointe
5 aux postes de livraison de Jonquière et d'Alma, afin d'aplanir les pointes de consommation
6 communément appelée « *peak shaving* ». Un réservoir serait bâti à proximité de chacun des
7 postes de livraison. Ces réservoirs seraient équipés d'une unité de vaporisation et d'une pompe
8 pour injecter le GNL sous forme gazeuse dans les réseaux d'alimentation des postes de livraison
9 de Jonquière et d'Alma. Cette mesure permettrait d'augmenter la capacité du réseau de 7 000
10 m³/h pour Jonquière et de 6 500 m³/h pour Alma pour un total de 13 500 m³/h. Il est à noter que
11 les coûts d'immobilisations et d'opérations sont respectivement estimés à 27,91 M\$ et 0,42 M\$/an
12 et qu'un délai d'un peu moins de 3 ans est nécessaire pour la mise en place de cette mesure. En
13 effet, avant de pouvoir utiliser le GNL à Jonquière et à Alma, Gaz Métro devrait soumettre cette
14 mesure à un examen public du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Les
15 coûts et le délai tiennent compte de cet examen public.

8.1.2 Coûts de la solution : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL

16 Le tableau suivant présente les coûts de cette solution non retenue.

Tableau 10 – Coûts de la solution : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement
et GNL

Réseau	Mesures	Coûts	
		Immobilisation (M\$)	Opération (M\$)
Saguenay	Utiliser la <i>Pression temporaire</i>	0	0
	Démarrer le deuxième compresseur de St-Maurice durant les pointes hivernales	0	0,03
	Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice	31,11	0,25
	Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma	27,91	0,42
	TOTAL	59,02	0,70

¹⁰ Se référer à la section 1.2.3 du présent document.

8.1.3 Représentation graphique des mesures « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL »

- 1 Le graphique suivant positionne dans le temps les différentes mesures associées à la solution
- 2 envisagée « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement » et la prévision de la demande
- 3 de pointe horaire du réseau de transmission du Saguenay.

Graphique 3 – Résumé des mesures
(Saguenay – Compression à St-Maurice seulement)



8.1.4 Avantages et inconvénients : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL

- 4 La solution « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » est moins coûteuse que
- 5 l'option recommandée et répond à la prévision de la demande de pointe horaire calculée par la
- 6 firme Artelys. Par contre, cette solution dégage moins de capacité que la solution recommandée
- 7 de compression.
- 8 Tel que mentionné à la pièce Gaz Métro 1, document 1 et 2, Gaz Métro croit nécessaire d'avoir
- 9 une capacité excédentaire qui va au-delà des besoins futurs anticipés¹¹. Dans le cas contraire,

¹¹ Débit horaire de référence projeté en 2024

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 Gaz Métro ne sera pas en mesure de répondre à un projet non prévu dans l'analyse d'Artelys.
2 En effet, le débit horaire de référence projeté en 2024 par Artelys correspond à un scénario
3 raisonnable, mais des débits horaires plus élevés pourraient survenir. D'ailleurs, Artelys présente
4 à la pièce Gaz Métro 1, document 7, les résultats du scénario raisonnable pour le tronçon du
5 Saguenay avec une variante¹² qui atteint un débit horaire supérieur à 180 000 m³/h par opposition
6 au débit horaire de référence projeté en 2024 de 152 487 m³/h (scénario raisonnable sans
7 variante).

8 Dans le même ordre d'idée, Gaz Métro croit qu'il est préférable de détenir une capacité
9 excédentaire afin de pouvoir desservir un client important non prévu dans le scénario raisonnable
10 d'Artelys. En effet, la disponibilité du gaz naturel est un élément critique dans la décision
11 d'investissement d'un client important désirant s'implanter, en l'occurrence, au Saguenay. Or,
12 bien que Gaz Métro pourrait présenter une nouvelle demande d'investissement afin de renforcer
13 à nouveau le réseau de transmission de manière à recevoir ce nouveau client important, il ne
14 serait pas optimal d'avoir investi dans une solution sans compression si l'ajout d'un compresseur
15 est éventuellement requis. De plus, les délais de réalisation de ce nouveau projet et l'incertitude
16 liée à l'approbation éventuelle de la Régie à l'égard de ce projet, pourraient constituer un obstacle
17 majeur au financement du projet et par le fait même à sa viabilité économique. À titre d'exemple,
18 l'implantation d'un important client non prévu dans le scénario raisonnable d'Artelys pourrait être
19 compromise sans une capacité excédentaire.

20 La solution « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » permet respectivement
21 d'augmenter la capacité du réseau de transmission de 38 500 m³/h¹³ et ce, pour un coût total de
22 59,02 M\$. Ainsi, son coût est de 1 533 \$ par m³/h¹⁴ ajouté. Par opposition, la solution
23 recommandée comprenant la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice et le
24 nouveau compresseur à La Tuque permet d'augmenter la capacité du réseau de transmission de
25 59 000 m³/h¹⁵ et ce, pour un coût de 81,12 M\$. Ainsi, son coût est de 1 375 \$ par m³/h ajouté.

¹² Voir réponse à la question 83 de la page 41

¹³ 153 500 m³/h - 115 000 m³/h

¹⁴ 36,01 M\$ ÷ 38 500 m³/h

¹⁵ 174 000 m³/h - 115 000 m³/h

- 1 Gaz Métro est d'avis que l'utilisation du GNL ou un amalgame de différentes mesures comporte
2 plus d'inconvénients d'un point de vue opérationnel que les mesures recommandées de
3 compression.

9 QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES?

- 4 Gaz Métro a envisagé d'autres mesures permanentes qui n'ont pas été retenues. Elles sont
5 présentées à la pièce Gaz Métro 1, document 4.

10 QUELLES SONT LES CONCLUSIONS RECHERCHÉES?

Gaz Métro demande à la Régie :

- **de fixer la tenue d'une rencontre d'information avec le personnel technique de la Régie et les intervenants inscrits au dossier pour répondre aux questions, et ce, préalablement à la transmission de demandes de renseignements;**
- **d'autoriser le projet d'investissement pour l'amélioration et le renforcement du réseau du Saguenay; et**
- **d'autoriser la création d'un compte de frais reportés hors base, portant intérêts, dans lequel seront cumulés les coûts reliés au projet d'investissement, jusqu'à son inclusion dans la base de tarification en 2017.**

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



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

Saguenay	Type de projet		
	Région		
	Type de client		
	Nbr de clients potentiels	0	
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%	
	Représentant		
	Conseiller		
	OTP		

Total	0	1	2	3	4	5
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m ³	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	78 640 000	78 640 000	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	310 000	310 000	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	2 171 125	2 171 125	0	0	0	0
PRC - 10 ans		0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)		0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs		0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	4 578 185	4 578 185	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations		0	0	0	0	0
Subventions extérieures		0	0	0	0	0
Contributions clients		0	0	0	0	0
Investissement total	85 699 310	85 699 310	0	0	0	0
Coût d'opération		775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable		2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics		1 240 690	1 200 667	1 160 645	1 120 623	1 080 601
Redevances		0	0	0	0	0
Impôts		1 219 701	296 347	368 731	434 531	494 144
Rendement		4 851 001	4 697 583	4 544 164	4 390 745	4 237 327
Revenu requis		10 754 541	9 637 747	9 516 689	9 389 049	9 255 221
Revenus		0	0	0	0	0
Taux de Distribution (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m ³)		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)		0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle		10 754 541	9 637 747	9 516 689	9 389 049	9 255 221

	6	7	8	9	10
Contribution tarifaire annuelle	9 115 576	8 970 463	8 820 211	8 665 127	8 505 502

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes	Date ___/___/___	Cadre de direction Ventes	Date ___/___/___
Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___		

CONDITIONS DE RÉALISATION

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



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

Saguenay	Type de projet		
	Région		
	Type de client		
	Nbr de clients potentiels	0	
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%	

	5	6	7	8	9	10
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m3	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	1 080 601	1 040 578	1 000 556	960 534	920 512	880 489
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	494 144	547 939	596 268	639 456	677 813	711 629
Rendement	4 237 327	4 083 908	3 930 490	3 777 071	3 623 652	3 470 234
Revenu requis	9 255 221	9 115 576	8 970 463	8 820 211	8 665 127	8 505 502
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	9 255 221	9 115 576	8 970 463	8 820 211	8 665 127	8 505 502

	11	12	13	14	15
Contribution tarifaire annuelle	8 341 608	8 173 701	8 002 023	7 826 799	7 648 241

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes	Date ___/___/___	Cadre de direction Ventes	Date ___/___/___
Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___		

CONDITIONS DE RÉALISATION

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



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

	Type de projet Région Type de client Nbr de clients potentiels 0 Coût en capital D-2014-077 7,18% Coût en capital prospectif pondéré 5,75%	Représentant Conseiller OTP
--	---	-----------------------------------

	10	11	12	13	14	15
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m3	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	880 489	840 467	800 445	760 423	720 400	680 378
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	711 629	741 176	766 710	788 473	806 689	821 573
Rendement	3 470 234	3 316 815	3 163 397	3 009 978	2 856 559	2 703 141
Revenu requis	8 505 502	8 341 608	8 173 701	8 002 023	7 826 799	7 648 241
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	8 505 502	8 341 608	8 173 701	8 002 023	7 826 799	7 648 241

	16	17	18	19	20
Contribution tarifaire annuelle	7 466 551	7 281 916	7 094 512	6 904 507	6 712 055

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes Date ___/___/___
		Cadre de direction Ventes Date ___/___/___
Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente Date ___/___/___

CONDITIONS DE RÉALISATION

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



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

	Type de projet		Représentant
	Région		Conseiller
	Type de client		OTP
	Nbr de clients potentiels	0	
	Coût en capital D-2014-077	7,18%	
	Coût en capital prospectif pondéré	5,75%	

	15	16	17	18	19	20
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m3	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	680 378	640 356	600 334	560 311	520 289	480 267
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	821 573	833 323	842 129	848 166	851 602	852 591
Rendement	2 703 141	2 549 722	2 396 304	2 242 885	2 089 466	1 936 048
Revenu requis	7 648 241	7 466 551	7 281 916	7 094 512	6 904 507	6 712 055
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	7 648 241	7 466 551	7 281 916	7 094 512	6 904 507	6 712 055

	21	22	23	24	25
Contribution tarifaire annuelle	6 517 304	6 320 392	6 121 448	5 920 594	5 717 945

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION

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

	SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO CALCUL DU REVENU REQUIS BUDGET	REVENU REQUIS Excel 2007/2013 SRR-VERSION DAQ 2014

	Type de projet Région Type de client Nbr de clients potentiels 0 Coût en capital D-2014-077 7,18% Coût en capital prospectif pondéré 5,75%	Représentant Conseiller OTP
--	---	-----------------------------------

	20	21	22	23	24	25
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m3	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	480 267	440 245	400 222	360 200	320 178	280 156
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	852 591	851 281	847 809	842 306	834 893	825 685
Rendement	1 936 048	1 782 629	1 629 211	1 475 792	1 322 373	1 168 955
Revenu requis	6 712 055	6 517 304	6 320 392	6 121 448	5 920 594	5 717 945
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	6 712 055	6 517 304	6 320 392	6 121 448	5 920 594	5 717 945

	26	27	28	29	30
Contribution tarifaire annuelle	5 513 609	5 307 686	5 100 272	4 891 457	4 681 325

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes	Date ___/___/___	Cadre de direction Ventes	Date ___/___/___
Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente	Date ___/___/___		

CONDITIONS DE RÉALISATION

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



SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

	Type de projet Région Type de client Nbr de clients potentiels 0 Coût en capital D-2014-077 7,18% Coût en capital prospectif pondéré 5,75%	Représentant Conseiller OTP
--	---	-----------------------------------

	25	26	27	28	29	30
Nombre de clients	0	0	0	0	0	0
Volume en m3	0	0	0	0	0	0
Frais de conduites	0	0	0	0	0	0
Frais de branchements	0	0	0	0	0	0
Autres coûts de projet	0	0	0	0	0	0
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0	0	0	0
Frais généraux (2,75%)	0	0	0	0	0	0
PRC - 10 ans	0	0	0	0	0	0
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0	0	0	0
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0	0	0	0
Frais administratifs	0	0	0	0	0	0
Intérêts pendant la construction	0	0	0	0	0	0
CASEP - Immobilisations	0	0	0	0	0	0
Subventions extérieures	0	0	0	0	0	0
Contributions clients	0	0	0	0	0	0
Investissement total	0	0	0	0	0	0
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000	775 000
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150	2 668 150
Taxe sur les services publics	280 156	240 133	200 111	160 089	120 067	80 044
Redevances	0	0	0	0	0	0
Impôts	825 685	814 790	802 308	788 335	772 961	756 269
Rendement	1 168 955	1 015 536	862 118	708 699	555 280	401 862
Revenu requis	5 717 945	5 513 609	5 307 686	5 100 272	4 891 457	4 681 325
Revenus	0	0	0	0	0	0
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Revenu de distribution (\$)	0	0	0	0	0	0
Contribution tarifaire annuelle	5 717 945	5 513 609	5 307 686	5 100 272	4 891 457	4 681 325

	31	32	33	34	35
Contribution tarifaire annuelle	4 469 954	4 257 418			

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ____/____/____	Directeur Ventes	Date ____/____/____	Cadre de direction Ventes	Date ____/____/____
Vice-président Commercialisation	Date ____/____/____	Présidente	Date ____/____/____		

CONDITIONS DE RÉALISATION

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

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTRO
 CALCUL DU REVENU REQUIS
 BUDGET

REVENU REQUIS
 Excel 2007/2013
 SRR-VERSION DAQ 2014

	Type de projet Région Type de client Nbr de clients potentiels 0 Coût en capital D-2014-077 7,18% Coût en capital prospectif pondéré 5,75%	Représentant Conseiller OTP
--	---	-----------------------------------

	30	31	32	33	34	35
Nombre de clients	0	0	0			
Volume en m3	0	0	0			
Frais de conduites	0	0	0			
Frais de branchements	0	0	0			
Autres coûts de projet	0	0	0			
Actifs non amortissables (terrains)	0	0	0			
Frais généraux (2,75%)	0	0	0			
PRC - 10 ans	0	0	0			
CASEP - PRC (10 ans)	0	0	0			
Contrib. Raccord. réseau/ Délai/ Emplacement	0	0	0			
Frais administratifs	0	0	0			
Intérêts pendant la construction	0	0	0			
CASEP - Immobilisations	0	0	0			
Subventions extérieures	0	0	0			
Contributions clients	0	0	0			
Investissement total	0	0	0			
Coût d'opération	775 000	775 000	775 000			
Amortissement comptable	2 668 150	2 668 150	2 668 150			
Taxe sur les services publics	80 044	40 022	0			
Redevances	0	0	0			
Impôts	756 269	738 339	719 244			
Rendement	401 862	248 443	95 024			
Revenu requis	4 681 325	4 469 954	4 257 418			
Revenus	0	0	0			
Taux Distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000			
Taux Fonds vert (¢/m³)	0	0,0000	0,0000			
Revenu de distribution (¢/m³)	0	0,0000	0,0000			
Revenu de distribution (\$)	0	0	0			
Contribution tarifaire annuelle	4 681 325	4 469 954	4 257 418			

	36	37	38	39	40
Contribution tarifaire annuelle					

Contribution tarifaire (3 ans)	26 835 142	Contribution tarifaire (15 ans)	89 107 277
Contribution tarifaire (5 ans)	41 340 901	Contribution tarifaire (20 ans)	102 148 867
Contribution tarifaire (10 ans)	69 665 399	Contribution tarifaire (32 ans)	117 534 567
Point mort tarifaire (années)	0,00		
Taux de rendement interne (TRI 40 ans)	-		

VENTES

Représentant	Date ___/___/___	Directeur Ventes
		Date ___/___/___
		Cadre de direction Ventes
		Date ___/___/___
Vice-président Commercialisation	Date ___/___/___	Présidente
		Date ___/___/___

CONDITIONS DE RÉALISATION

QUELLES SONT LES HYPOTHÈSES RETENUES POUR CALCULER LES GAZ À EFFET DE SERRE (GES) DE SAGUENAY?

Le calcul des gaz à effet de serre (GES) est principalement basé sur les estimations de conversions utilisées par SECOR dans le cadre de son rapport¹ auxquelles des hypothèses spécifiques ont été appliquées pour les différents marchés de Gaz Métro (résidentiel, commercial, industriel et transport).

Marché résidentiel

1	Estimation de conversion du marché résidentiel provenant du rapport de SECOR au cours des 10 prochaines années.	709 038 m ³
2	Les conversions du marché résidentiel sont présumées être à 80 % du mazout léger selon les nouvelles ventes historiques. L'étape 1 est conséquemment multipliée par 80 %.	567 231 m ³
3	Le résultat de l'étape 2 en m ³ a été converti en GJ ² .	21 492 GJ
4	Le résultat de l'étape 3 a été multiplié par 1,2143 afin de prendre en considération le gain d'efficacité du gaz naturel (85 %) par opposition au mazout (70 %).	26 098 GJ
5	Le résultat de l'étape 3 a été multiplié par 70,483 ³ (kg GES/GJ) et ensuite soustrait par le résultat de l'étape 2 multiplié par 50,198 ⁴ afin d'obtenir les GES évités.	760 583 kg GES

Marché commercial

1	Estimation de conversion du marché commercial provenant du rapport de SECOR au cours des 10 prochaines années.	23 566 919 m ³
2	Le résultat de l'étape 1 en m ³ a été converti en GJ ⁵ .	892 951 GJ
3	Les conversions du marché commercial sont présumées être à 50 % du mazout léger et à 14 % au propane selon les nouvelles ventes historiques. Ainsi, 50 % du résultat de l'étape 2 a été multiplié par 1,2143 afin de prendre en considération le gain d'efficacité du mazout (70 %) par opposition au gaz naturel (85 %).	545 502 GJ
4	Les conversions du marché commercial sont présumées être à 50 % du mazout léger et à 14 % au propane selon les nouvelles ventes historiques. Ainsi, 14 % du résultat de l'étape 2 a été considéré comme étant des volumes de conversion provenant du propane.	126 095 GJ

¹ Gaz Métro 1, document 6 du présent dossier.

² 1 m³ = 0,03789 GJ

³ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le mazout contient 70,483 kg GES/GJ

⁴ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le gaz naturel contient 50,198 kg GES/GJ

⁵ 1 m³ = 0,03789 GJ

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

5	Le résultat de l'étape 3 a été multiplié par 70,483 ⁶ (kg GES/GJ) et ensuite soustrait par 50 % du résultat de l'étape 2 multiplié par 50,198 ⁷ afin d'obtenir les GES évités inhérents aux conversions mazout.	15 897 827 kg GES
6	Le résultat de l'étape 4 a été multiplié par 10,279 (kg/GJ) (60,477 - 50,198) ⁸ afin d'obtenir les GES évités inhérents aux conversions propane.	1 296 129 kg GES
7	Les résultats des étapes 5 et 6 sont ensuite additionnés pour obtenir les GES évités totaux.	17 193 956 kg GES

Marché du transport

1	Estimation de conversion du marché du transport provenant du rapport de SECOR au cours des 10 prochaines années.	16 821 457 m ³
2	Le résultat de l'étape 1 en m ³ a été converti en GJ ⁹ .	637 365 GJ
3	Le résultat de l'étape 2 a été multiplié par 1,0557 afin de prendre en considération le gain d'efficacité du gaz naturel par opposition au diesel.	672 866 GJ
4	Le résultat de l'étape 3 a été multiplié par 72,125 ¹⁰ (kg GES/GJ) et ensuite soustrait par le résultat de l'étape 2 multiplié par 50,198 ¹¹ afin d'obtenir les GES évités.	16 536 029 kg GES

Marché industriel

En addition aux GES évités des marchés résidentiel, commercial et du transport, le développement de projets industriels utilisant le gaz naturel plutôt que le mazout contribue également à diminuer significativement les émissions de GES au Québec. Cependant, Gaz Métro n'a pas inclus de GES évités pour le marché industriel.

Tableau récapitulatif

Marchés	GES (Kg)
Résidentiel	760 583
Commercial	17 193 956
Transport	16 536 029
TOTAL	34 490 567

⁶ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le mazout contient 70,483 kg GES/GJ

⁷ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le gaz naturel contient 50,198 kg GES/GJ

⁸ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009) le propane contient 60,477 kg GES /GJ

⁹ 1 m³ = 0,03789 GJ

¹⁰ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le diesel contient 70,483 kg GES/GJ

¹¹ Selon (MRNF : Facteurs d'émission et de conversion, 2009.) le gaz naturel contient 50,198 kg GES/GJ