

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? | 14 |
| 4 QUELS SONT LA FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE, L'IMPACT SUR LES TARIFS ET L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ? | 16 |
| 5 QUELLES SONT LES AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS? | 16 |
| 6 QUELLES SONT LES PRINCIPALES NORMES TECHNIQUES?..... | 17 |
| 7 QUELS SONT LES IMPACTS SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE DISTRIBUTION DE GAZ MÉTRO? | 18 |
| 8 QUELLES SONT LES AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES?..... | 18 |
| 8.1 Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL | 18 |
| 8.1.1.1 Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma | 19 |
| 8.1.2 Coûts de la solution : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL | 19 |
| 8.1.3 Représentation graphique des mesures « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » | 20 |
| 8.1.4 Avantages et inconvénients : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL 21 | |
| 9 QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES? | 30 |
| 10 QUELLES SONT LES CONCLUSIONS RECHERCHÉES?..... | 31 |

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

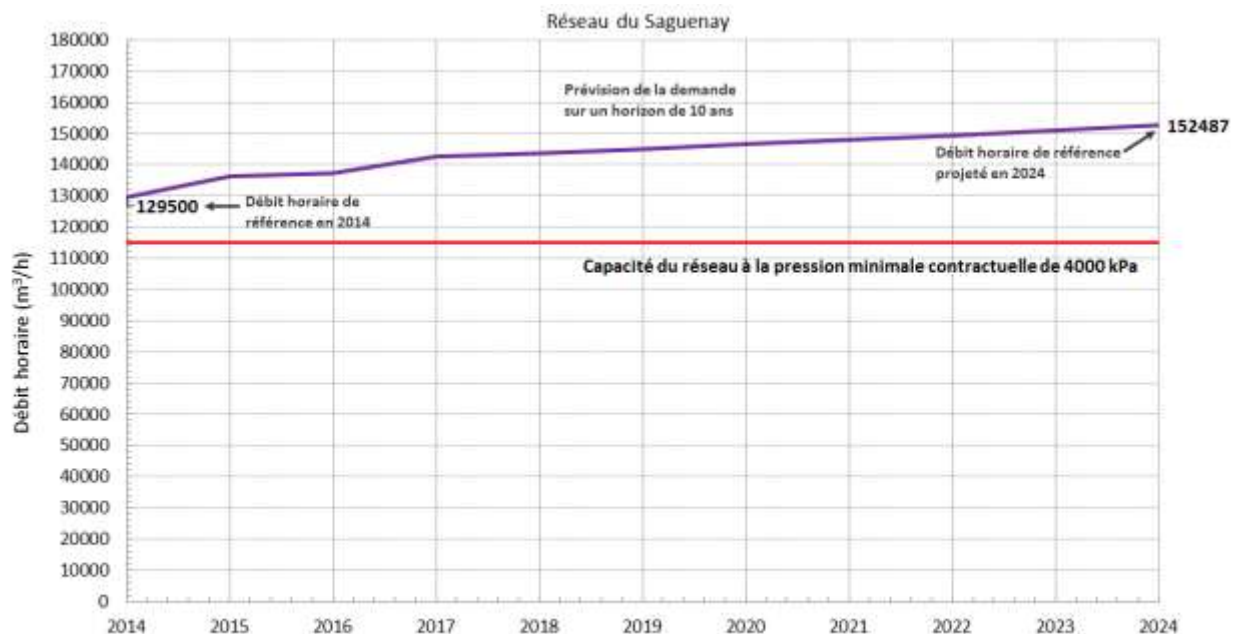
| Réseau de transmission | Débit horaire de référence projeté en 2024 ⁴ (m ³ /h) | Capacité ¹ (m ³ /h) | Besoin additionnel de capacité (m ³ /h) |
|------------------------|---|---|--|
| Saguenay | 152 487 | 115 000 | 37 487 |

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 de St-Maurice et d'ajouter
- 2 un nouveau poste de compression à La Tuque afin de rencontrer les objectifs visés et les besoins
- 3 additionnels de capacité du réseau de transmission du Saguenay. Compte tenu du délai associé
- 4 à 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 **exceptionnellement**, de démarrer les deux compresseurs de St-Maurice durant les pointes de
14 consommation hivernale de manière à ce que le deuxième compresseur soit opérationnel le plus
15 rapidement possible en cas de panne du premier compresseur. Cette mesure, jumelée à
16 l'abaissement de la pression minimale à l'entrée du poste de livraison d'Alma et/ou La Baie, sans
17 affecter la pression de sortie du poste, permettrait d'assurer la sécurité d'approvisionnement
18 pendant cette période de deux ans. **Ces mesures sont acceptables temporairement pour pallier**
19 **pour une courte période à un manque de capacité du réseau au Saguenay. Il ne serait toutefois**
20 **pas approprié d'utiliser de telles mesures exceptionnelles comme substitut au renforcement de**
21 **réseau requis pour assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme du Saguenay.**

22 Cette mesure, combinée à la *Pression temporaire* de 4 650 kPa, ferait augmenter la capacité
23 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

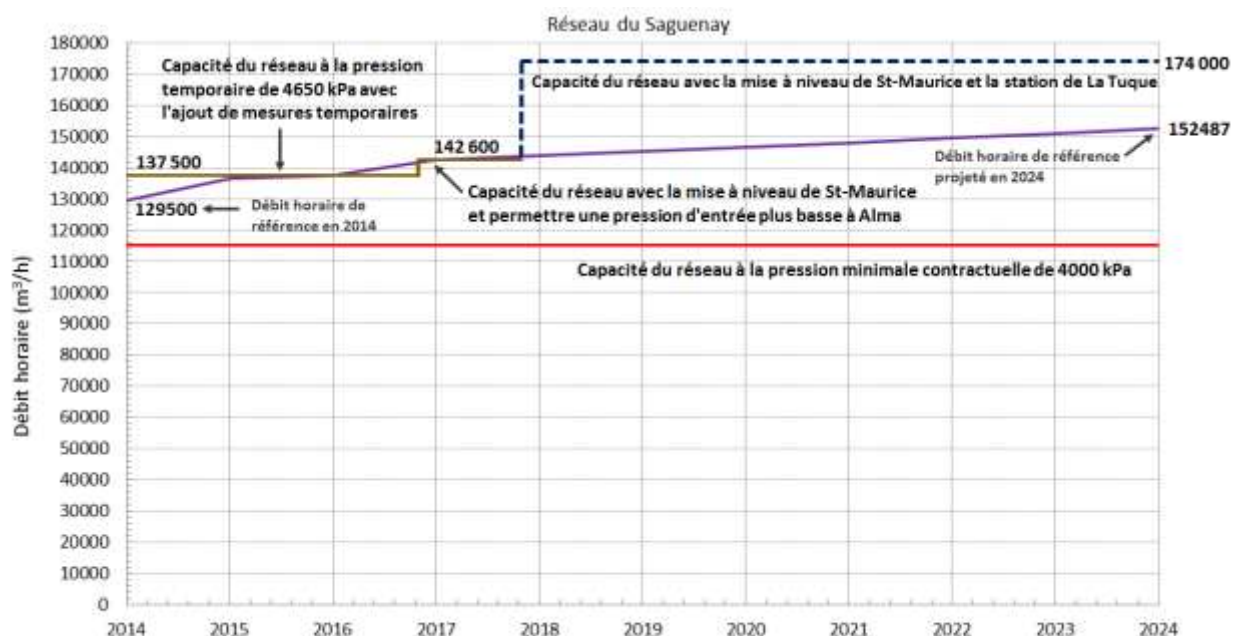
| Réseau de transmission | Capacité horaire (m ³ /h) | Débit horaire de référence en 2024 (m ³ /h) |
|------------------------|--------------------------------------|--|
| Saguenay | 174 000 | 152 487 |

- 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;
- 4 • Assurer le respect des mesures requises découlant de la stratégie de gestion des actifs.

3 QUELS SONT LES COÛTS?

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

3.1 Quels sont les coûts des mesures recommandées?

7 Tel qu'on peut le retrouver dans le tableau 7, les coûts totaux d'immobilisation des options
8 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 |

9 Ces coûts incluent :

- 10 • la planification (incluant l'obtention des autorisations);
- 11 • l'ingénierie;
- 12 • les terrains;
- 13 • les travaux électriques;
- 14 • les nouveaux compresseurs;
- 15 • la gestion et l'inspection;
- 16 • la contingence;
- 17 • 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).

Ainsi, la solution recommandée, comprenant la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice et le nouveau compresseur à La Tuque, permet d'augmenter la capacité du réseau de transmission de 59 000 m³/h⁷ et ce, pour un coût de 81,12 M\$. Son coût par m³/ ajouté est donc de 1 375 \$.

⁷ 174 000 m³/h - 115 000 m³/h

3.2 Comment les coûts sont-ils récupérés?

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans les catégories d'investissement
2 « amélioration » et « renforcement ». Pour supporter la récupération des coûts, Gaz Métro a
3 retenu les services de M. Jeff D. Makholm, de la firme National Economic Research Associates
4 Inc (NERA). Le rapport de la firme NERA est présenté à la pièce Gaz Métro 1, document 9. Les
5 prochains paragraphes résument comment les coûts des différentes catégories d'investissement
6 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 voitures⁸. Le
12 détail de l'analyse se trouve à l'annexe 2 de la présente pièce. Les solutions techniques de
13 compression et/ou doublage sont largement reconnues comme les bonnes pratiques de
14 l'industrie gazière par les opérateurs dans le contexte d'enjeux de capacité de réseau de
15 transmission comme le Saguenay.

8 QUELLES SONT LES AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES?

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

8.1 Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL

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

⁸ En prenant l'hypothèse qu'une voiture qui parcourt 20 000 km annuellement émet 4 000 kg de GES.

- 1 1. Utiliser la pression de l'entente conclue avec TCPL de 4 650 kPa (*Pression temporaire*) à
- 2 l'entrée du poste de compression de St-Maurice⁹;
- 3 2. Démarrer les deux compresseurs de St-Maurice durant les pointes hivernales¹⁰;
- 4 3. Mettre à niveau la station de compression de St-Maurice¹¹;
- 5 4. Construire et opérer un réservoir de GNL et une station de vaporisation au GNL à
- 6 Jonquière et Alma.

7 8.1.1.1 Construire une station de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma

8 Gaz Métro a envisagé d'utiliser le gaz naturel liquéfié (GNL) pour faire de l'écrêtement de pointe
9 aux postes de livraison de Jonquière et d'Alma, afin d'aplanir les pointes de consommation
10 communément appelée « *peak shaving* ». Un réservoir serait bâti à proximité de chacun des
11 postes de livraison. Ces réservoirs seraient équipés d'une unité de vaporisation et d'une pompe
12 pour injecter le GNL sous forme gazeuse dans les réseaux d'alimentation des postes de livraison
13 de Jonquière et d'Alma. Cette mesure permettrait d'augmenter la capacité du réseau de 7 000
14 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
15 les coûts d'immobilisations et d'opérations sont respectivement estimés à 27,91 M\$ et 0,42 M\$/an
16 et qu'un délai d'un peu moins de 3 ans est nécessaire pour la mise en place de cette mesure. En
17 effet, avant de pouvoir utiliser le GNL à Jonquière et à Alma, Gaz Métro devrait soumettre cette
18 mesure à un examen public du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE). Les
19 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

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

⁹ Se référer à la section 1.2.1 du présent document.

¹⁰ Se référer à la section 1.2.2 du présent document.

¹¹ Se référer à la section 1.2.3 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

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 ¹² | 0,42 |
| | TOTAL | 59,02 | 0,70 |

1 **8.1.2.1 Impact sur les coûts d'approvisionnement gazier**

2 Il est à noter que la combinaison des stations de vaporisation au GNL à Jonquière et Alma
3 fournirait un approvisionnement additionnel par vaporisation en contribution à la journée de pointe
4 de 67 142¹³ m³/jour et ce, en fonction des caractéristiques décrites au tableau 11 de la section
5 8.1.5.

6 L'ajout d'approvisionnement de ces deux sites de vaporisation viendrait en contrepartie réduire
7 les capacités de transport FTSH de TCPL entre Parkway et le territoire de Gaz Métro ainsi que
8 les capacités M12 d'Union Gas entre Dawn et Parkway. En utilisant les tarifs présentement en
9 vigueur, respectivement 2,504 ¢/m³ et 0,324 ¢/m³ pour un total de 2,829 ¢/m³, les coûts totaux
10 d'approvisionnement seraient réduits de près de 0,7 M\$¹⁴ annuellement.

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

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

¹² Se référer à la section 8.1.5 du présent document.

¹³ 33 571 + 33 571 = 67 142

¹⁴ (33 571 + 33 571) x 365 jours x 2,829 ¢/m³ = 693 298 \$

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

- 1 La solution « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » est moins coûteuse à
- 2 court terme que l'option recommandée, permet de réduire annuellement les coûts totaux
- 3 d'approvisionnement de près de 0,7 M\$ et répond à la prévision de la demande de pointe horaire
- 4 calculée par la firme Artelys. Par contre, cette solution dégage moins de capacité que la solution
- 5 recommandée de compression et engendrerait donc, à terme, des surcoûts par rapport à la
- 6 solution recommandée de compression à St-Maurice et La Tuque.
- 7 Tel que mentionné aux pièces Gaz Métro 1, documents 1 et 2, Gaz Métro croit nécessaire d'avoir
- 8 une capacité excédentaire qui va au-delà des besoins futurs anticipés¹⁵, en raison de l'incertitude
- 9 entourant toute prévision de demande et des surcoûts associés à devoir réinvestir davantage au
- 10 Saguenay dans un horizon de 5 ans. Dans le cas contraire, Gaz Métro ne sera pas en mesure
- 11 de répondre à un projet non prévu dans l'analyse d'Artelys, sans devoir ajouter davantage d'actifs

¹⁵ 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 de GNL au Saguenay. En effet, le débit horaire de référence projeté en 2024 par Artelys
2 correspond à un scénario raisonnable, mais des débits horaires plus élevés pourraient survenir.
3 D'ailleurs, Artelys présente à la pièce Gaz Métro 1, document 7, les résultats du scénario
4 raisonnable pour le tronçon du Saguenay avec une variante¹⁶ qui atteint un débit horaire supérieur
5 à 180 000 m³/h par opposition au débit horaire de référence projeté en 2024 de 152 487 m³/h
6 (scénario raisonnable sans variante).

7 De plus, la preuve de KPMG-SECOR portant sur *l'Estimation des besoins pour la période 2015-*
8 *2030 en gaz naturel et offre potentielle du territoire*, déposée au dossier R-3900-2014, dénote
9 une croissance attendue de la demande de gaz naturel de 5 %¹⁷ entre 2025 et 2030¹⁸. En
10 présumant que cette croissance de volume se répartira de façon uniforme et qu'elle se traduira
11 par une augmentation du débit horaire, il y a fort à parier que le débit horaire de référence du
12 réseau de transmission du Saguenay continue sa progression après 2024. Pour desservir la
13 croissance attendue avec la solution GNL, des investissements supplémentaires devraient être
14 encourus qui rendraient la solution alternative significativement plus dispendieuse que la solution
15 recommandée de compression.

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

¹⁶ Voir réponse à la question 83 de la page 41

¹⁷ $(7\,970\text{ Mm}^3 - 7\,535\text{ Mm}^3) \div 7\,970\text{ Mm}^3$

¹⁸ Pièce Gaz Métro-Gazifère-1, document 1 du dossier R-3900-2014, figure 26.

1 La solution « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » permet respectivement
2 d'augmenter la capacité du réseau de transmission de 38 500 m³/h¹⁹ et ce, pour un coût total de
3 59,02 M\$. Ainsi, son coût est de 1 533 \$ par m³/h²⁰ ajouté. Par opposition, la solution
4 recommandée comprenant la mise à niveau de la station de compression de St-Maurice et le
5 nouveau compresseur à La Tuque permet d'augmenter la capacité du réseau de transmission de
6 59 000 m³/h²¹ et ce, pour un coût de 81,12 M\$. Ainsi, son coût est de 1 375 \$ par m³/h ajouté.

7 Gaz Métro est d'avis que l'utilisation du GNL ou un amalgame de différentes mesures comporte
8 plus d'inconvénients d'un point de vue opérationnel que les mesures recommandées de
9 compression.

8.1.5 Autres éléments à considérer pour l'utilisation du GNL

10 En raison des questions soulevées et des préoccupations soulevées par la Régie concernant la
11 construction d'un nouveau poste de compression à La Tuque, Gaz Métro a raffiné ses analyses
12 concernant la solution non recommandée « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et
13 GNL ». Cette solution, qui comprend l'utilisation du GNL pour faire de l'écrêtement de pointe aux
14 postes de livraison de Jonquière et d'Alma, avait été présentée de façon succincte par Gaz Métro.

15 Un des éléments importants à considérer dans l'analyse d'une option qui utiliserait le GNL comme
16 alternative à une solution de compression concerne la fiabilité de la chaîne d'approvisionnement
17 des stations de vaporisation de GNL; une considération qui aura un impact important sur la
18 capacité du réservoir d'entreposage à mettre en place. L'image suivante présente la chaîne
19 d'approvisionnement en GNL par camion-citerne d'une station qui vaporise du GNL dans le
20 réseau de distribution.

¹⁹ 153 500 m³/h - 115 000 m³/h

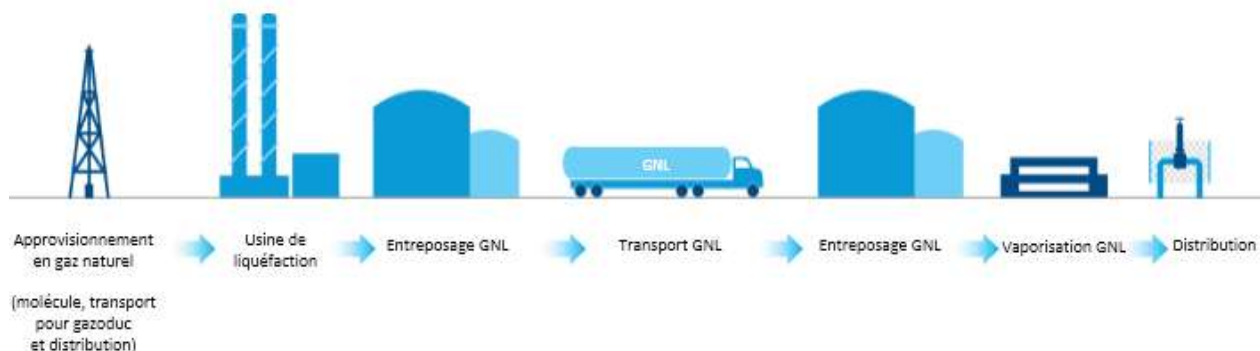
²⁰ 59,02 M\$ ÷ 38 500 m³/h

²¹ 174 000 m³/h - 115 000 m³/h

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**

Image 2 – Chaîne d'approvisionnement en GNL par camion-citerne



1 En regardant l'image ci-dessus, on remarque que le gaz naturel serait liquéfié pour être ensuite
2 entreposé à l'usine LSR. Par la suite, le GNL serait injecté dans le camion-citerne et transporté
3 afin d'être injecté et entreposé dans le réservoir du site de la station de vaporisation. Lors des
4 pointes de consommation, le GNL serait subséquemment vaporisé dans le réseau de Gaz Métro.
5 Il est important de noter que, si les capacités d'entreposage sont inférieures aux besoins du
6 réseau desservi durant l'hiver, du GNL devrait être transporté par camion-citerne afin de
7 réapprovisionner la station de vaporisation.

8 Gaz Métro a donc comparé le projet d'approvisionner le Saguenay en GNL avec d'autres projets
9 d'alimentation en GNL et conclut que, dans sa forme actuelle, la solution « Saguenay –
10 Compression à St-Maurice seulement et GNL » ne permettrait pas d'assurer la sécurité
11 d'approvisionnement, en raison d'un volume d'entreposage insuffisant.

12 Gaz Métro a acquis beaucoup de connaissances dans les derniers mois sur l'approvisionnement
13 des clients en GNL et constate que pour assurer la sécurité d'approvisionnement des besoins de
14 pointe, il est essentiel de prévoir un volume d'entreposage pouvant approvisionner la totalité des
15 besoins fermes anticipés.

16 L'enjeu particulier à l'utilisation du GNL pour desservir le Saguenay n'est pas uniquement relié à
17 l'utilisation du GNL en soi, mais plutôt au profil de consommation imprévisible du Saguenay.
18 Contrairement à l'alimentation des besoins d'un client avec une consommation annuelle stable,
19 il n'est pas possible de prévoir à l'avance le moment précis où le réapprovisionnement sera requis
20 lorsque les besoins en GNL ne sont pas constants dans l'année.

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 Pour pallier à cette problématique, le volume d'entreposage doit être de 100 % des besoins
2 annuels fermes pour ainsi sécuriser la disponibilité du GNL au moment requis.

3 Il est à noter que le volume d'entreposage des deux stations de vaporisation de GNL de la solution
4 « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL » initialement évaluée, correspond à
5 seulement 36 %²² des volumes annuels de GNL prévus être vaporisés. L'analyse plus
6 approfondie par Gaz Métro conclut donc que pour assurer la sécurité d'approvisionnement, la
7 solution alternative devrait compter sur une capacité d'entreposage significativement plus élevée.

8 Le tableau suivant présente les principales caractéristiques ainsi que les coûts d'immobilisation
9 et d'opération des stations de vaporisation de GNL de Jonquière et d'Alma dans lesquelles le
10 volume d'entreposage des deux stations de vaporisation de GNL correspondrait à 100 % des
11 volumes annuels de GNL prévus être vaporisés.

Tableau 11 – Nouvelles caractéristiques des stations de vaporisation de GNL

| Principales caractéristiques | Jonquière | Alma |
|---|--|--|
| Volume d'entreposage (équivalent gazeux) | 681 300 m ³ (5 réservoirs de 60 000 gallons) | 681 300 m ³ (5 réservoirs de 60 000 gallons) |
| Débit maximum de vaporisation (m ³ /h) | 7 000 | 6 500 |
| Débit journalier moyen (m ³) | 33 571 | 33 571 |
| Volume annuel de GNL vaporisé (m ³) | 650 000 | 650 000 |
| Coûts d'immobilisation | 20,176 M\$ | 20,176 M\$ |
| Coûts d'opération | 0,50 M\$ | 0,51 M\$ |

12 En considérant une telle capacité d'entreposage, les coûts d'immobilisation des deux stations de
13 vaporisation de GNL sont estimés à 40,35 M\$. Le tableau suivant présente les coûts ajustés de
14 la solution : Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL.

²² 235 000 m³ ÷ 650 000 m³

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

Tableau 12 – Coûts ajustés (entreposage) 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 (capacité d'entreposage de 100 %) | 40,35 | 1,01 |
| | TOTAL | 71,46 | 1,29 |

1 En considérant cette évaluation ajustée de la capacité d'entreposage, la solution « Saguenay –
2 Compression à St-Maurice seulement et GNL », les coûts d'immobilisation passent de 59,02 M\$
3 à 71,46 M\$. Ainsi, son coût par m³/h ajouté passe de 1 533 \$²³ à 1 856 \$²⁴, comparativement à
4 1 375 \$ pour la solution recommandée. L'effet tarifaire de cette solution, incluant la réduction des
5 coûts totaux d'approvisionnement de près de 0,7 M\$ annuellement, est présenté dans le tableau
6 suivant.

Tableau 13 – Effet tarifaire incluant la réduction des coûts d'approvisionnement

| Effet tarifaire 1 ans (000 \$) | Effet tarifaire 5 ans (000 \$) | Effet tarifaire 10 ans (000 \$) | Effet tarifaire 20 ans (000 \$) | Effet tarifaire 32 ans (000 \$) |
|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| 9 327 | 35 812 | 60 318 | 88 364 | 101 571 |

7 L'écart entre cette solution et la solution recommandée de compression est de 1,4 M\$²⁵ à l'année
8 1. Cet écart se traduirait par une augmentation du service de distribution qui est reflété dans le
9 tableau suivant.

²³ 59,02 M\$ ÷ 38 500 m³/h

²⁴ 71,46 M\$ ÷ 38 500 m³/h

²⁵ 10 754 541 – 9 326 632

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

Tableau 14 – Différence sur les taux moyens et variation sur la facture totale

| Type de client | Consommation annuelle (m ³) | Différence sur le taux moyen | Variation sur la facture totale |
|----------------|--|---------------------------------|------------------------------------|
| Résidentiel | 3 800 | 0,081 ¢/m ³ | 0,13 % |
| Commercial | 41 500 | 0,051 ¢/m ³ | 0,10 % |
| Industriel | 13 000 000 | 0,010 ¢/m ³ | 0,03 % |

1 Il est important de garder à l'esprit que cette solution pourrait engendrer des coûts échoués si
2 l'implantation de la station de compression de La Tuque devenait éventuellement requise, ou à
3 des surcoûts significatifs, si Gaz Métro continuait d'investir en actifs de GNL pour desservir la
4 croissance des besoins au Saguenay.

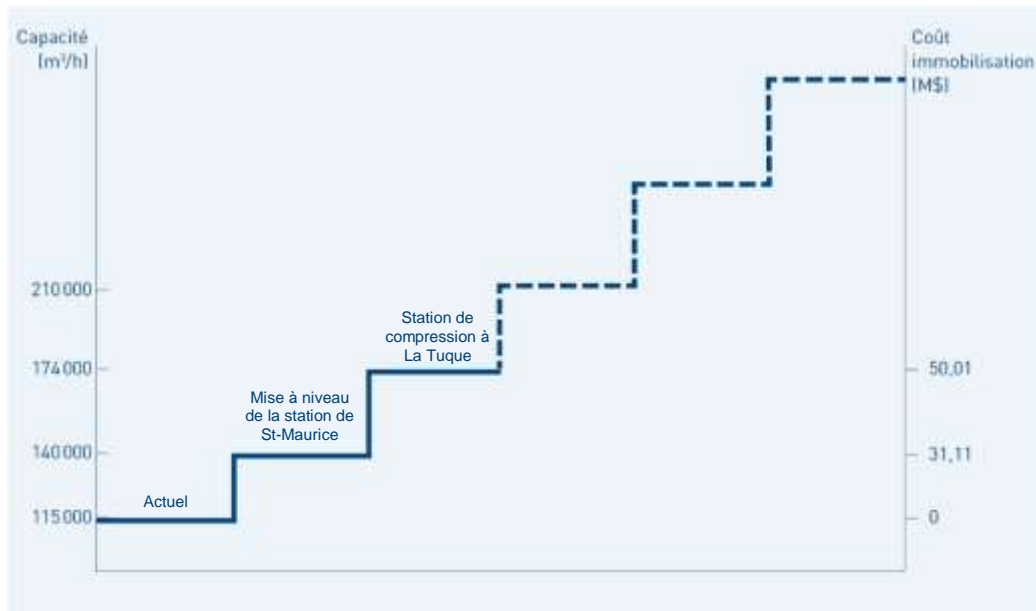
5 **8.1.5.1 Augmentation de la capacité**

6 Comme il a été mentionné précédemment, les besoins en gaz naturel au Québec seront en
7 hausse de 5 %²⁶ entre 2025 et 2030. Ainsi, il y a fort à parier que le débit horaire de référence
8 du réseau de transmission du Saguenay continue sa progression après 2024. Advenant
9 l'utilisation de la solution GNL, des investissements supplémentaires devraient être encourus
10 pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle de cette région, ce qui rendrait la
11 solution alternative significativement plus dispendieuse que la solution recommandée de
12 compression.

13 Gaz Métro rappelle que la solution recommandée de compression à St-Maurice et à La Tuque
14 est la seule qui respecte les bonnes pratiques reconnues de l'industrie pour le renforcement du
15 réseau et qui offre une capacité excédentaire qui va au-delà de 2024. Le graphique suivant
16 présente l'augmentation de la capacité via des stations de compression.

²⁶ $(7\,970\text{ Mm}^3 - 7\,535\text{ Mm}^3) \div 7\,970\text{ Mm}^3$

Graphique 4 – Augmentation de la capacité via la compression

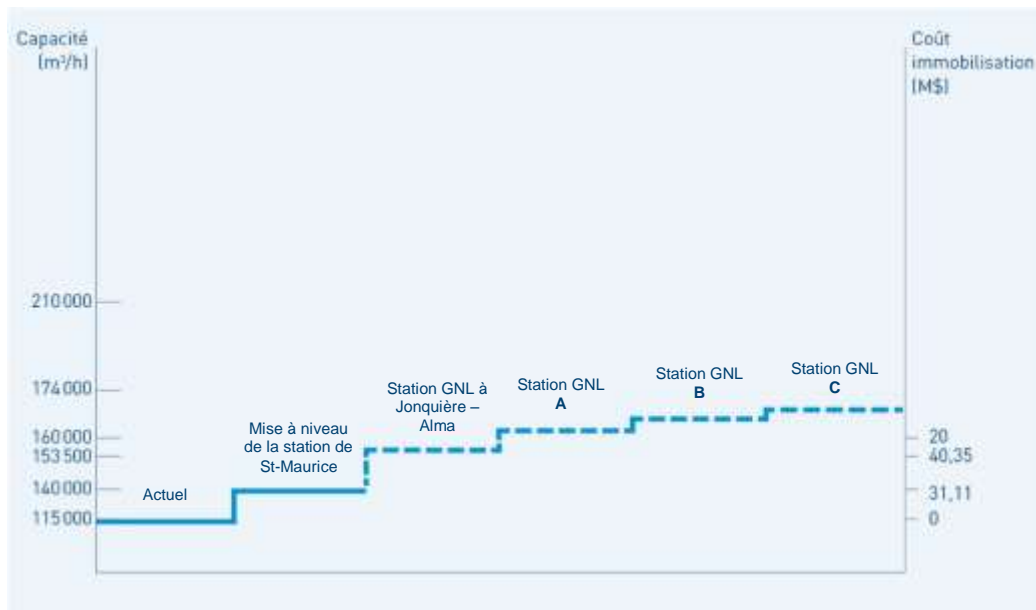


1 En regardant le graphique ci-dessus, on constate que l'ajout du poste de compression de La
2 Tuque permet d'augmenter la capacité du réseau de 34 000 m³/h et ce, pour un coût de 50 M\$.
3 Cette solution permet d'avoir une capacité excédentaire de 21 513 m³/h²⁷ pour répondre aux
4 besoins futurs anticipés ou pour desservir un client important non prévu dans le scénario
5 raisonnable d'Artelys. De plus, on remarque que d'autres stations de compression pourraient
6 être ajoutées pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la clientèle.

7 Le graphique suivant présente l'augmentation de la capacité via des stations de vaporisation de
8 GNL.

²⁷ 174 000 m³/h – 152 487 m³/h

Graphique 5 – Augmentation de la capacité via des stations de vaporisation de GNL



1 En regardant le graphique ci-dessus, on constate que l'ajout des stations de vaporisation de GNL
2 permet d'augmenter la capacité du réseau de 13 500 m³/h, et ce, pour un coût de 40,35 M\$. Cette
3 solution permet d'avoir une capacité excédentaire de seulement 1 013 m³/h²⁸. En considérant
4 que le taux de saturation serait de 99,3 %²⁹ en 2024 et le délai requis pour la construction d'une
5 troisième station de vaporisation de GNL, Gaz Métro serait dans l'obligation de déposer une
6 nouvelle demande d'investissement à la Régie vers 2020. En prenant l'hypothèse que Gaz Métro
7 ajouterait une troisième station de vaporisation de GNL au Saguenay et que celle-ci permettrait
8 d'augmenter la capacité de 6 500 m³/h pour un coût d'environ 20,2 M\$, le coût total des trois
9 stations de vaporisation de GNL serait de 60,5 M\$ et ce, pour une capacité supplémentaire de
10 seulement 20 000 m³/h³⁰. Le coût de 60,5 M\$ est supérieur au coût du compresseur de La Tuque
11 estimé à 50,01 M\$ et génère 14 000 m³/h³¹ de moins de capacité. De plus, en regardant le
12 graphique, on remarque que d'autres stations de vaporisation de GNL pourraient être ajoutées
13 mais que l'ajout de capacité demeurerait limité.

²⁸ 153 500 m³/h – 152 487 m³/h

²⁹ 152 487 m³/h ÷ 153 500 m³/h

³⁰ 13 500 m³/h + 6 500 m³/h

³¹ 34 000 m³/h – 20 000 m³/h

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 Néanmoins, en présumant que le réseau du Saguenay permette d'ajouter d'autres stations de
2 vaporisation de GNL, augmentant la capacité de 6 500 m³/h pour un coût moyen de 20,2 M\$, on
3 constate que l'option GNL serait deux fois plus coûteuse que la compression pour atteindre un
4 débit légèrement inférieur à 174 000 m³/h:

| | Compression à La Tuque | 5 Stations de GNL |
|--------------|---------------------------|---------------------------|
| Débit ajouté | 34 000 m ³ /h | 33 000 m ³ /h |
| Débit total | 174 000 m ³ /h | 173 000 m ³ /h |
| Coût estimé | 50.01 M\$ | 101 M\$ |

5 Bien sûr, Gaz Métro est soucieuse de maintenir les tarifs de distribution, dans leur ensemble, au
6 plus bas niveau possible mais ce souci de saine gestion de ses coûts doit s'exercer dans une
7 perspective à long terme, particulièrement lorsqu'il s'agit d'investissements dans son réseau qui
8 seront amortis sur de longues périodes. Gaz Métro constate que la solution de compression
9 pourrait entraîner une très légère hausse des tarifs de la clientèle à court terme par rapport à la
10 solution « Saguenay – Compression à St-Maurice seulement et GNL ». Selon Gaz Métro, cette
11 très légère hausse est amplement justifiée pour une solution qui minimise les risques à moyen et
12 long termes liés à l'ajout de nouvelles installations supplémentaires rendues nécessaires par
13 une révision de la demande à la hausse qui rendrait l'option GNL globalement beaucoup plus
14 coûteuse pour la clientèle.

15 En résumé, Gaz Métro maintient sa demande visant à obtenir l'autorisation de la Régie pour
16 procéder à un projet d'investissement reposant sur la solution de compression. En effet, la
17 solution de compression à St-Maurice et à La Tuque est la seule qui respecte les bonnes
18 pratiques de l'industrie pour le renforcement du réseau et qui offre une capacité excédentaire qui
19 va au-delà des besoins futurs anticipés jusqu'en 2024. De plus, tel qu'expliqué précédemment,
20 bien que les coûts à court terme soient plus élevés que l'alternative, c'est l'option la moins
21 dispendieuse à long terme et qui permet d'ajouter de la capacité au meilleur coût par m³/h.

9 QUELLES SONT LES AUTRES MESURES ENVISAGÉES?

22 Gaz Métro a envisagé d'autres mesures permanentes qui n'ont pas été retenues. Elles sont
23 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 |
| Volume en m ³ | | 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 | | 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% | |

| | 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 | | 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% | |

| | 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