TARIFS D'EMMAGASINAGE
À COMPTER DU 1ER MAI 2011

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION **4**

1. DESCRIPTION DE L'EMMAGASINAGE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC **5**

2. ORIGINE ET ÉVOLUTION DES SITES DE POINTE-DU-LAC ET DE SAINT-FLAVIEN **6**

3. CARACTÉRISTIQUES DES SITES **7**

4. RISQUES TECHNIQUES **9**

5. RISQUES COMMERCIAUX **10**

6. HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE **10**

7. ÉVOLUTION DES COÛTS ÉVITÉS **11**

8. MÉTHODE DES COÛTS ÉVITÉS N'EST PLUS SOUTENABLE **15**

9. RÉALITÉS DU FINANCEMENT À LONG TERME **16**

10. CHOIX D'UN AUTRE MODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS **18**

11. PASSAGE À LA MÉTHODE DU PLAFONNEMENT DES REVENUS **19**

12. AUTRES MODALITÉS DU MÉCANISME DE PLAFONNEMENT DES REVENUS **29**

13. MESURE TRANSITOIRE EXCEPTIONNELLE **35**

14. SOMMAIRE DES PARAMÈTRES DU MÉCANISME DU REVENU PLAFOND **36**

CONCLUSION **39**

Annexe 1 – Dépenses d'exploitation 40
- Annexe 1.1 – Calcul du taux d'indexation des dépenses d'exploitation 41
- Annexe 1.2 – Dépenses d'exploitation du commandité 42
- Annexe 1.3 – Calcul du taux d'indexation des recharges du commandité 43
- Annexe 1.4 – Prévisions d'inflation 44

Annexe 2 – Calcul de la durée moyenne d'amortissement des actifs 45

Annexe 3 – Base de tarification mensuelle 46
- Annexe 3.1 – Détail des actifs d'Intragaz 47
- Annexe 3.2 – Calcul du fonds de roulement 48

Annexe 4 – Structure de capital d'Intragaz (2011) 49
- Annexe 4.1 – Calcul du coût de la dette 50

Annexe 5 – Structure de capital d'Intragaz (2012) 51

Annexe 6 – Calcul de l'économie entre le coût de service et les tarifs en vigueur (2010) 52

Annexe 7 – Calcul du revenu requis par site en 2011 53

TABLE DES TABLEAUX

Tableau 1 – Coût de service 2011 20
Tableau 2 – Dépenses d'exploitation 21
Tableau 3 – Dépenses d'exploitation sans recharges du commandité 22
Tableau 4 – Dépenses d'entretien et de réparation 22
Tableau 5 – Charges d'amortissement 23
Tableau 6 – Structure de capital de l'année témoin 2011 25
Tableau 7 – Investissements annuels 26
Tableau 8 – Revenus projetés présentés à titre illustratif 28
Tableau 9 – Sommaire des paramètres du mécanisme du revenu plafond (2011) 37
Tableau 10 – Sommaire des paramètres du mécanisme du revenu plafond (2012 et suivantes) 38

TABLE DES GRAPHIQUES

Graphique 1 – Évolution du volume utile et investissements cumulatifs 6
Graphique 2 – Valeur des alternatives à Intragaz – Évaluations des scénarios - durée 5 ans 13
Graphique 3 – Valeur des alternatives à Intragaz – Évaluations des scénarios d'octobre 2010 14

TARIFS D'EMMAGASINAGE À COMPTER DU 1ER MAI 2011

INTRODUCTION

Intragaz demande à la Régie de l'énergie (Régie) de fixer les tarifs applicables à l'emmagasinage du gaz naturel aux sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien.

Le tarif présentement en vigueur pour le site de Pointe-du-Lac, qui vient à échéance le 30 avril 2011, a été approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-65. Cette dernière modifiait alors le tarif qu'avait établi la Régie dans sa décision D-2002-149 qui elle-même modifiait le tarif approuvé par la Régie du gaz naturel, prédécesseur de la Régie, dans sa décision D-89-21. Ce dernier tarif était à l'époque le tout premier tarif applicable à un site d'emmagasinage souterrain au Québec. À chaque occasion, la Régie a employé la méthode des coûts évités afin d'établir les tarifs applicables. Cette méthode, différente de celle du coût de service, fut employée pour les raisons plus amplement décrites dans ces deux décisions et principalement reliées aux risques associés au développement de l'activité d'emmagasinage au Québec.

Dans le cas du site de Saint-Flavien, le tarif a été approuvé par la Régie du gaz naturel dans la décision D-94-06, lequel est d'une durée de 15 ans, venant à échéance le 20 avril 2013 et aussi basé sur les coûts évités.

Dans le présent dossier, Intragaz souhaite que la Régie délaisse la méthode des coûts évités pour avoir recours à la méthode du coût de service pour établir les tarifs d'emmagasinage de ses deux sites, mais en vertu d'une approche allégée mieux adaptée à sa réalité, soit un mécanisme de type plafonnement des revenus. De l'avis d'Intragaz, la méthode du coût de service est la seule en mesure d'assurer la pérennité à long terme des sites d'emmagasinage souterrain au Québec, et ce, tel qu'il sera plus amplement exposé dans les pages qui suivent.

Intragaz demande l'autorisation de passer à la méthode du coût de service pour ses deux sites dès 2011, ce qui implique qu'il faudra mettre fin prématurément au contrat du site de Saint-Flavien qui normalement expirerait en avril 2013[1]. Les associés, ayant été consultés, ne s'objectent pas à l'application de cette décision dans le but d'assurer la pérennité de l'emmagasinage au Québec. De plus, l'approbation par la Régie de l'utilisation d'un mécanisme de plafonnement des revenus basé sur un contrat de 15 ans permettra à Intragaz de se refinancer à un niveau et à des conditions qui lui permettront de soutenir sa santé financière et donc d'assurer sa survie, permettant de maintenir ce service à un coût raisonnable pour la clientèle.

[1] Afin de permettre le passage au mécanisme de plafonnement des revenus pour l'entité d'emmagasinage d'Intragaz dans sa globalité.

1. DESCRIPTION DE L'EMMAGASINAGE DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC

Intragaz possède et exploite les deux seuls sites d'emmagasinage souterrain de gaz naturel au Québec. Ces sites ont été développés à partir des deux seuls gisements ayant été découverts au Québec et ont une capacité actuelle de volume utile d'environ 143 10^6 m^3 (5 bcf). Les volumes utiles pour chacun des sites sont les suivants :

- 22,7 10^6 m^3 (0,8 bcf) au site de Pointe-du-Lac, sur la rive nord à Trois-Rivières; et
- 120 10^6 m^3 (4,2 bcf) au site de Saint-Flavien, sur la rive sud près de Québec.

La capacité de livraison quotidienne maximale est de 1 200 10^3 m^3 pour Pointe-du-Lac et de 1 930 10^3 m^3 pour Saint-Flavien. Dans le cas de Pointe-du-Lac, il y a du gaz coussin[2] injecté qui appartient à Gaz Métro ainsi que du gaz coussin d'origine qui appartient à Intragaz. À Saint-Flavien le gaz coussin est la propriété d'Intragaz.

L'emmagasinage du gaz naturel au Québec représente une portion non négligeable de la demande de pointe de Gaz Métro. Combinés, les sites de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien représentent 21 % de la capacité d'entreposage disponible pour répondre à la demande hivernale de la clientèle de Gaz Métro et 8,5 % des débits journaliers requis pour répondre à la demande de pointe[3]. Ces sites d'emmagasinage contribuent ainsi à la stratégie d'approvisionnement de Gaz Métro qui « vise la mise en place d'un portefeuille d'outils variés, échelonnés dans le temps et diversifiés géographiquement ».[4] L'emmagasinage en franchise est un élément clé d'une telle stratégie, étant donné qu'il permet de réduire les pressions sur le goulot d'étranglement qui est l'entrée en franchise durant la période d'hiver.

D'ailleurs, Gaz Métro s'est assuré l'accès au service de stockage d'Intragaz en vertu d'ententes à moyen et long termes. L'entente actuelle d'une durée de 5 ans concernant le site de Pointe-du-Lac prendra fin en avril 2011 alors que l'entente initiale d'une durée de 15 ans du site de Saint-Flavien viendra à échéance en avril 2013.

---

[2] Le gaz coussin est le gaz qui doit être gardé en place afin de maintenir une pression suffisante dans le réservoir.

[3] Voir R-3720-2010, Gaz Métro-4, document 6, page 1.

[4] R-3720-2010, Gaz Métro-4, document 1, page 57.

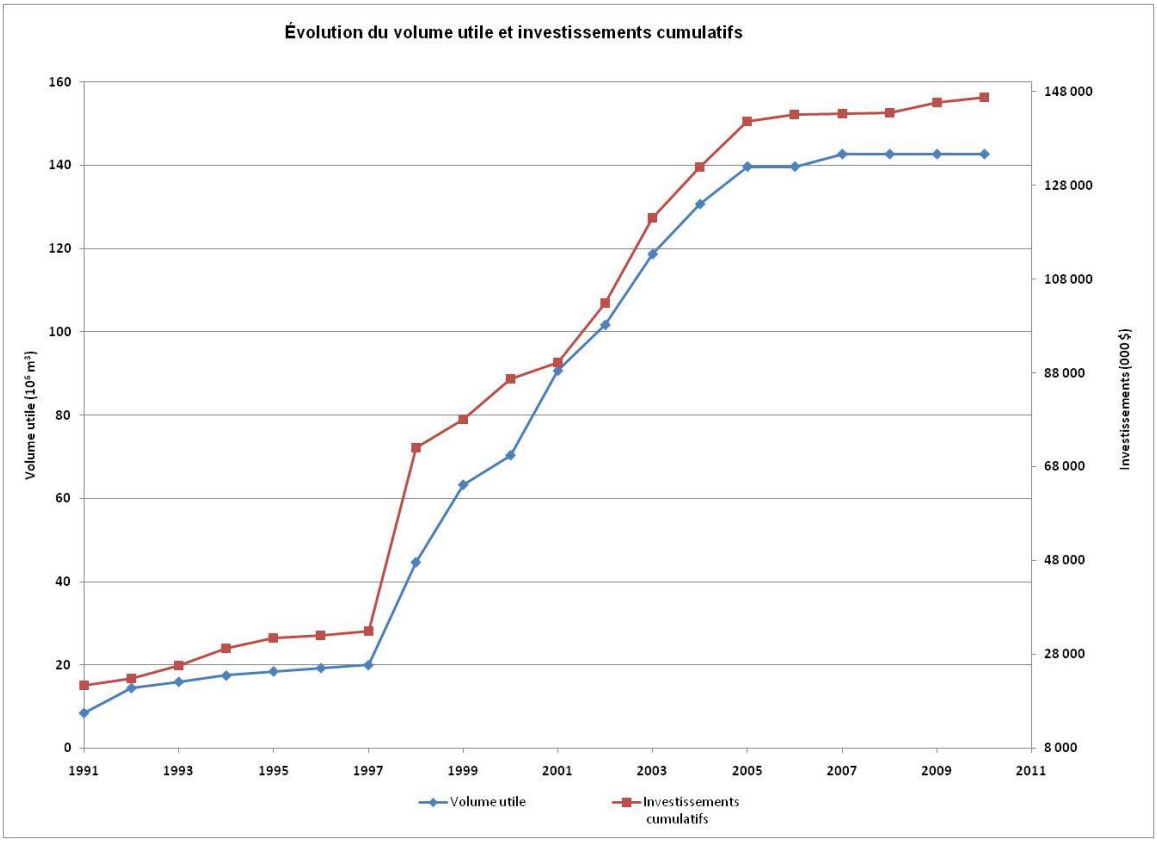
2. ORIGINE ET ÉVOLUTION DES SITES DE POINTE-DU-LAC ET DE SAINT-FLAVIEN

Le site de Pointe-du-Lac, aménagé à partir d'un gisement épuisé de gaz naturel en nappe aquifère, est entré en service en 1990 après 5 années de développement. Ce gisement avait été exploité commercialement de 1965 à 1976.

Le site de Saint-Flavien, quant à lui, a vu le jour en 1998 après six années de développement. Ce gisement avait été exploité commercialement de 1980 à 1994 par SOQUIP.

Le développement de la capacité de ces sites ne s'est pas fait en une seule phase. Comme le démontre le graphique 1, les sites ont été développés graduellement à travers les années. La capacité actuelle de volume utile de Pointe-du-Lac a été atteinte en 2001 alors que celle de Saint-Flavien a été atteinte en 2007.

Graphique 1



La conversion d'anciens gisements gaziers en sites d'emmagasinage comporte des risques techniques importants. En effet, la conversion d'un site de production de gaz en site d'emmagasinage demande des investissements importants qui ne sont pas assurés

au départ. Le métier d'emmagasineur est tributaire de la géologie, laquelle n'est pas une science parfaitement contrôlée. Ainsi, malgré toutes les études et analyses effectuées en amont, il subsiste toujours des risques que les travaux effectués pour convertir ces sites (forage de nouveaux puits, injection initiale de gaz naturel, contrôle de nappe phréatique, etc.) ne donnent pas les résultats escomptés.

Les principaux enjeux dans le développement du site de Pointe-du-Lac étaient reliés au nombre de puits requis et à la production d'eau de ceux-ci. Heureusement, la structure réelle du réservoir comportait un haut structural plus élevé que prévu et cela a permis de réduire la production d'eau en maximisant la partie en gaz des puits. Ce phénomène a également permis de maximiser la productivité des puits d'exploitation et ainsi d'en limiter le nombre.

Le principal défi dans le développement du site d'emmagasinage de Saint-Flavien était relié à la structure géologique hétérogène du réservoir qui entraînait une grande incertitude quant à l'atteinte de la cible (réservoir) par les puits et à la productivité de ceux-ci. En fin de compte, il a fallu recourir à des puits horizontaux pour maximiser la surface atteinte du réservoir et obtenir les niveaux de performance souhaités.

Malgré les défis importants reliés au développement des sites, la conversion des gisements épuisés de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien en sites d'emmagasinage souterrain a heureusement été couronnée de succès. La fiabilité des sites à travers les années a été exemplaire. Gaz Métro et ses clients bénéficient donc depuis près de vingt ans d'un outil d'emmagasinage fiable et performant situé en franchise.

Par ailleurs, les deux sites ont encore un certain potentiel de développement. En effet, la capacité (volume utile et livraison quotidienne maximale) des deux sites pourrait être accrue moyennant certains investissements plus ou moins importants selon le site et les travaux requis. La nature des travaux consisterait essentiellement à forer et raccorder des puits et à ajouter de la capacité de compression. L'échéance rapprochée des deux seuls contrats d'Intragaz et l'incertitude quant à l'évolution des tarifs futurs ne permettent cependant pas de justifier actuellement le développement de cette capacité additionnelle.

3. CARACTÉRISTIQUES DES SITES

Les deux sites d'emmagasinage d'Intragaz ont des caractéristiques géologiques totalement différentes. Les grandes différences dans les caractéristiques des réservoirs et leurs propriétés confèrent aux deux anciens gisements des offres de services différentes.

Pour Pointe-du-Lac, bien que le volume utile ne soit que de 22 700 10^3 m^3, les très fortes porosités et perméabilités du réservoir rendent le stockage très réactif, tant en injection qu'en soutirage. En fait, le réservoir de Pointe-du-Lac est constitué d'un sable non consolidé situé entre 60 et 120 mètres de profondeur qui lui procure des caractéristiques particulières. On peut en effet injecter et soutirer rapidement le gaz emmagasiné dans ce site. Sa faible pression à l'état naturel fait en sorte que les besoins de compression en soutirage sont élevés afin de pouvoir injecter dans le réseau gazier québécois. À l'inverse, aucune compression n'est requise lors de l'injection dans le réservoir (il faut plutôt diminuer la pression). Cette forte réactivité permet au site de Pointe-du-Lac d'être cyclé jusqu'à concurrence de 3,5 fois par année. Malgré une capacité limitée de volume utile de 22 700 10^3 m^3, il est possible, en réinjectant, de faire des retraits maximums de ce site jusqu'à concurrence de 80 000 10^3 m^3 par année. Le cyclage permet donc d'emmagasiner des surplus d'approvisionnement durant la période hivernale hors pointe et de les remettre dans le réseau lors des journées de pointe.

Ainsi, ce site est tout désigné pour faire de la gestion de la pointe et pour améliorer le coefficient d'utilisation du transport détenu par Gaz Métro durant la saison hivernale.

Le site de Saint-Flavien, quant à lui, se distingue par son volume utile plus élevé, mais également par une très faible perméabilité et une faible porosité, lui conférant une faible réactivité en injection. Le réservoir de Saint-Flavien se trouve à une profondeur d'environ 1 500 mètres dans une zone géologique chevauchée. Il produit sur deux niveaux (dolomie[5] B à 1 500 m et dolomie C à 1 650 m). La pression élevée du réservoir fait en sorte qu'il faut compresser le gaz lors de l'injection. L'usage de la compression au soutirage (environ 60 jours par année) est fonction de la pression du réservoir (qui est elle-même fonction de la quantité de gaz dans le réservoir) et de la pression du réseau de Gazoduc TQM.

Les caractéristiques du réservoir de Saint-Flavien, combinées aux conditions de pression à appliquer pour injecter le gaz, font en sorte qu'il faut environ 200 jours pour le remplir. Par conséquent, il s'agit d'un site d'emmagasinage saisonnier, c'est-à-dire que le volume utile est soutiré (ou « cyclé ») une seule fois par année à cause du temps requis pour la réinjection.

[5] Dolomie : Roche sédimentaire constituée essentiellement de carbonate naturel de calcium et de magnésium.

4. RISQUES TECHNIQUES

L'opération d'un site d'emmagasinage de gaz naturel comporte deux principaux types de risques, soit les risques techniques et les risques commerciaux. En ce qui concerne les risques techniques d'Intragaz, ceux-ci sont maintenant principalement liés aux opérations proprement dites, notamment :

- Bris mécanique (moteur/compresseur/etc.);
- Intégrité des installations de surface (réseau de collecte, déshydrateurs, têtes de puits, vannes);
- Intégrité des puits (cimentation, surtout à Saint-Flavien);
- Dégradation de la performance des puits (surtout à Pointe-du-Lac); et
- Problème de réinjection d'eau (Pointe-du-Lac).

En revanche, le développement d'un site d'emmagasinage de gaz naturel (création d'un nouveau site d'emmagasinage ou ajout de capacités additionnelles) comporte des risques plus importants. D'une part, il y a un risque initial qui découle du fait que le développement d'un site d'emmagasinage exige l'investissement de sommes importantes dans le seul but de valider la faisabilité de créer un site d'emmagasinage. Par la suite, les risques de développement sont liés au risque géologique toujours présent. En effet, la connaissance du sous-sol recèle toujours une part d'interprétation imputable à l'imprécision des outils utilisés (sismique, diagraphies, données de forage). Ces risques se matérialisent principalement dans la possibilité qu'un investissement ne rencontre pas la performance escomptée. À titre d'exemple, il est possible qu'un forage n'atteigne pas le réservoir ou qu'il l'atteigne à un endroit où il y a peu de porosité et de perméabilité, ou que le réservoir n'ait pas les caractéristiques attendues (par exemple, son épaisseur) et, de ce fait, qu'il n'ajoute pas ou peu de capacité d'emmagasinage par rapport aux sommes investies.

Intragaz est donc dans une situation où les risques, bien que toujours présents, sont à un niveau largement réduit, comparativement à la situation prévalant du milieu des années 80 (avant la création d'Intragaz en tant qu'entité légale) jusqu'en 2005, soit au cours de la période de développement des sites.

5. RISQUES COMMERCIAUX

Intragaz[6] est une petite entreprise qui est exploitée de façon indépendante, c'est-à-dire qu'elle ne reçoit pas de services de sociétés affiliées sur une base régulière. Elle possède des actifs nets de l'ordre de 119 millions $ (décembre 2010) et compte 24 employés permanents (Intragaz inc. et Intragaz, SEC). Pour mettre les choses en perspective, sa capacité d'emmagasinage (exprimée en volume utile) représente environ 3 % de celle d'Union Gas en Ontario. Les sites d'Intragaz sont relativement jeunes en comparaison à d'autres sites tels que ceux d'Union Gas dont les origines remontent aux années 1940. Même si les origines des sites d'emmagasinage d'Intragaz remontent à une vingtaine d'années, plus de 51 M$ de ses investissements ont été réalisés entre 2002 et 2005. Depuis 2006, les sites ont atteint une certaine maturité[7] et les investissements annuels sont maintenant à un niveau beaucoup plus modeste et visent le maintien de l'intégrité et de la performance des sites plutôt que l'accroissement de la capacité d'entreposage.

Contrairement à Union Gas, Intragaz est aussi relativement isolée des marchés. Sa petite taille, combinée à son isolement géographique relatif et à sa situation au cœur de la franchise de Gaz Métro, a fait en sorte qu'elle n'a historiquement eu qu'un seul client, soit Gaz Métro. Par conséquent, les risques commerciaux d'Intragaz sont intimement liés à ceux de Gaz Métro.

6. HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE

Les premières demandes pour développer l'emmagasinage de gaz naturel au Québec ont été entendues par la Régie du gaz naturel[8]. Les éléments suivants ressortent de la lecture des décisions de la Régie du gaz naturel ayant mené à la création des sites d'emmagasinage au Québec :

1) Il y avait une volonté évidente de développer de l'emmagasinage de gaz naturel au Québec. La Régie avait d'ailleurs pris soin d'indiquer qu'un site d'entreposage au Québec était directement lié à la stabilité de Gaz Métro ainsi qu'à son développement normal[9];

2) La Régie a conclu que le développement d'emmagasinage à partir de gisements épuisés comportait des risques financiers importants; et

---

[6] Intragaz a aussi certaines activités non réglementées modestes reliées à ses permis d'exploration. Ces activités sont clairement scindées de ses activités d'emmagasinage.

[7] Mis à part la possibilité d'ajout de capacité additionnelle mentionné à la section 2.

[8] R-3135-88, R-3150-88, R-3166-89 et R-3261-93.

[9] Décision D-89-21, page 9.

3) La Régie voulait que les risques de développement soient entièrement assumés par les investisseurs.

La demanderesse initiale pour le développement d'emmagasinage souterrain de gaz naturel au Québec était Gaz Métro. À cause des risques impliqués, la Régie a demandé que le projet soit plutôt développé par une entité autre que cette dernière[10]. La seconde requête pour développer de l'emmagasinage fut donc présentée par Gaz Plus[11]. La Régie avait essentiellement approuvé la demande, basée sur les principes du coût de service[12], mais avait déterminé que la structure du tarif proposé transférait trop de risques aux consommateurs. Ce fut finalement la méthode des coûts évités qui a permis le développement de l'emmagasinage au Québec[13]. En effet, la méthode des coûts évités a généré un tarif suffisant pour inciter des investisseurs à encourir seuls la totalité des risques de développement de l'emmagasinage souterrain au Québec.

7. ÉVOLUTION DES COÛTS ÉVITÉS

En anticipation du renouvellement du contrat de Pointe-du-Lac[14] venant à échéance en avril 2011, Intragaz suit l'évolution des coûts évités depuis le printemps 2009.

La variabilité des coûts évités au cours des derniers mois est telle que les revenus calculés selon cette méthode varient substantiellement selon le moment où ces coûts sont estimés, les scénarios retenus (marché primaire ou secondaire) et les fournisseurs utilisés pour les établir. La preuve de Gaz Métro dans le dossier déposé de façon concomitante au présent dossier décrit les différentes options qu'elle a évaluées pour le compte d'Intragaz.

Les graphiques suivants démontrent jusqu'à quel point les revenus basés sur les coûts évités, calculés à partir de différentes options et différents fournisseurs, peuvent fluctuer sur une période de temps relativement courte.

Le graphique 2 présente les résultats pour un service d'une durée de 5 ans, à différentes dates d'évaluation pour quatre des cinq scénarios analysés par Gaz Métro (le dernier scénario n'a été évalué qu'en octobre 2010). Le graphique 3 présente les

[10] Décision G-475, page 23.

[11] R-3150-88.

[12] Décision G-485, page 26.

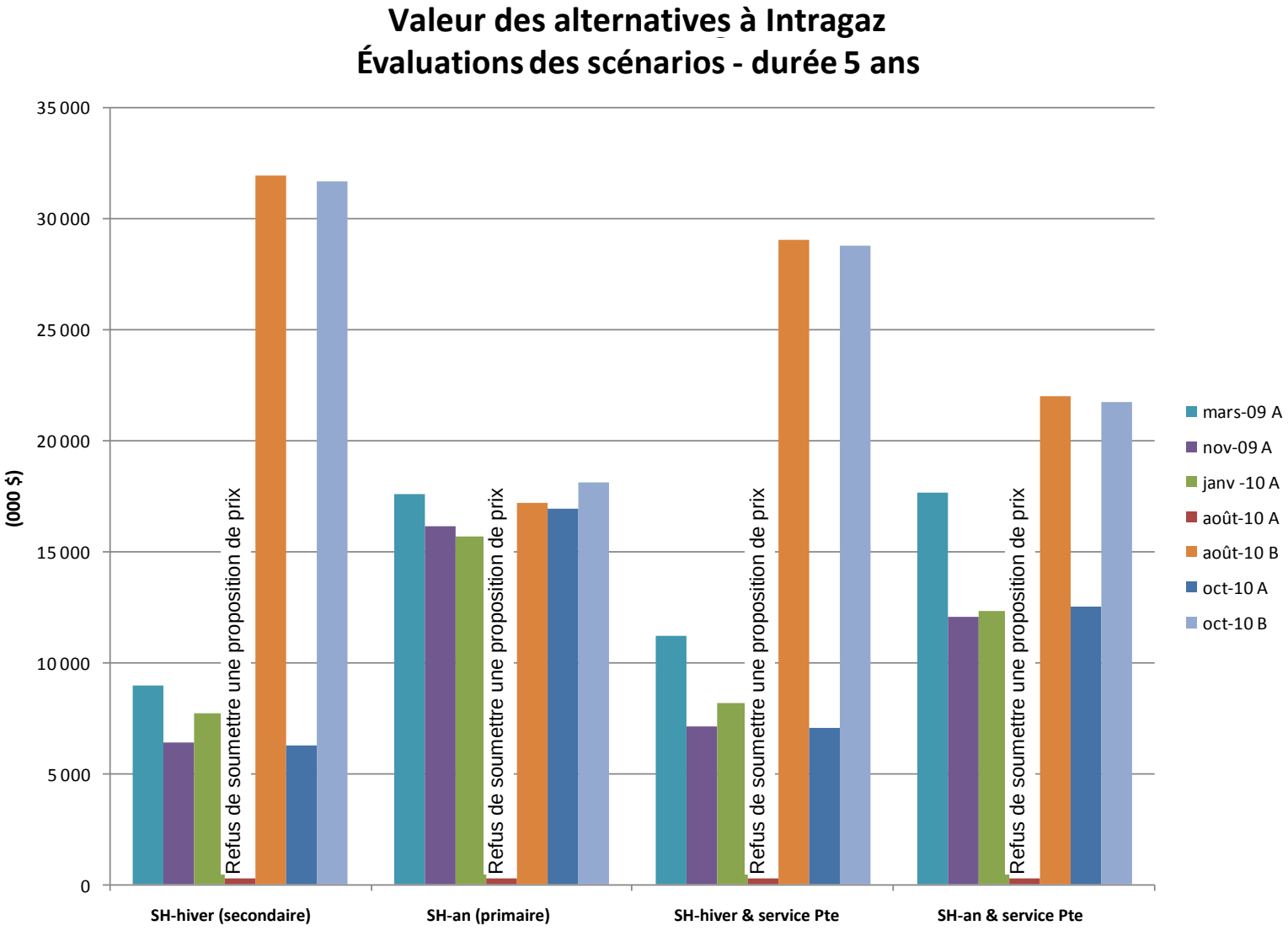
[13] Décision D-89-21.

[14] Par le passé, les coûts évités ont toujours été calculés individuellement pour chacun des sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien. Dans le présent dossier, nous présentons les coûts évités pour les deux sites combinés afin de les rendre davantage comparables au coût de service, lui-même calculé pour les deux sites combinés, correspondant à l'entité d'emmagasinage.

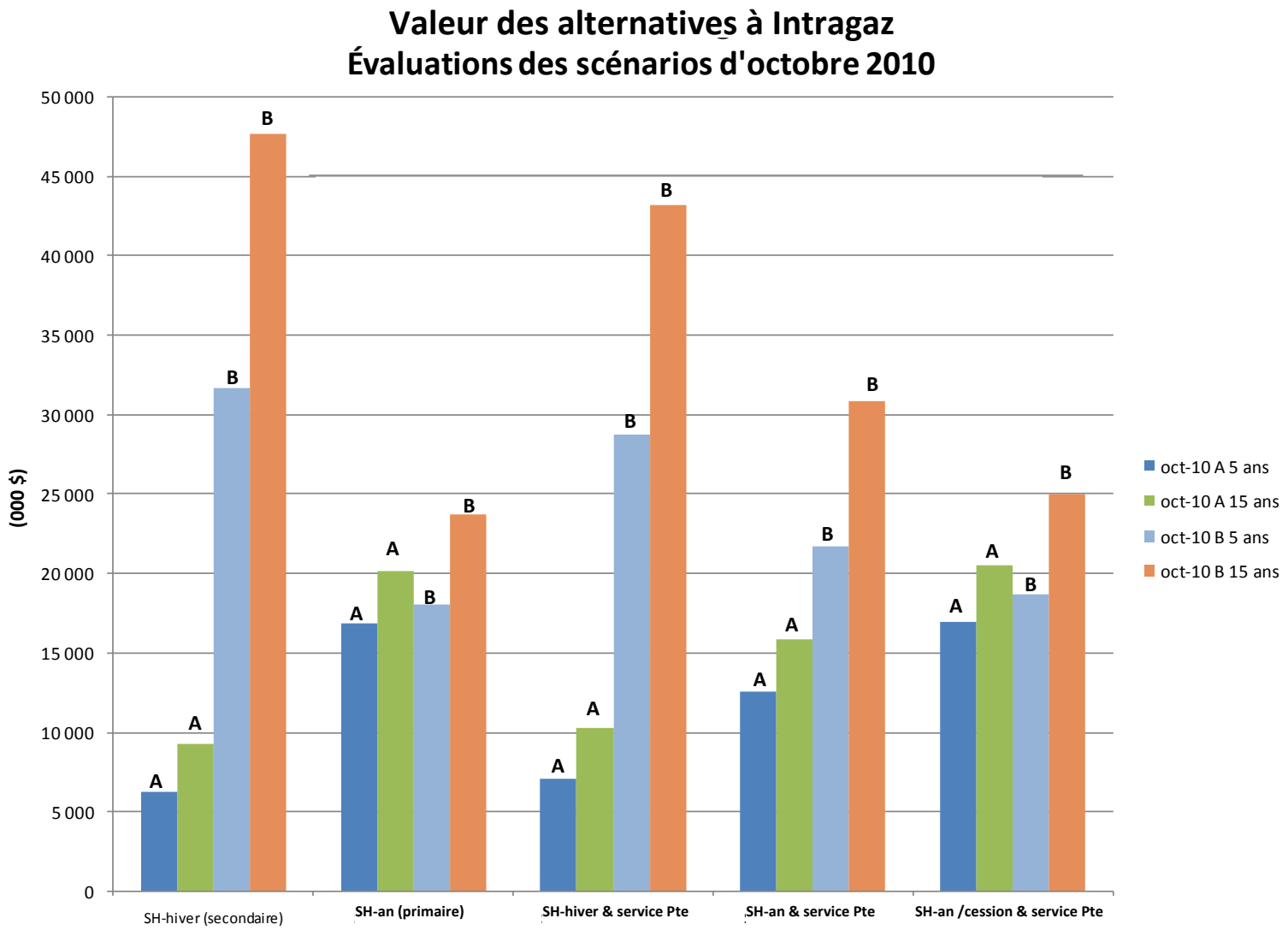
résultats plus spécifiques d'octobre 2010 pour les différents scénarios analysés (marché primaire ou secondaire), considérant des durées de 5 ou 15 ans et les propositions de prix des deux fournisseurs approchés par Gaz Métro.

Il est à noter que les résultats présentés ci-après incluent la valeur en franchise de 600 000 $ approuvée par la Régie pour le site de Pointe-du-Lac. Une telle valeur n'a jamais été établie pour le site de Saint-Flavien.

Graphique 2


Valeur des alternatives à Intragaz
Évaluations des scénarios - durée 5 ans
35 000
30 000
25 000
20 000
15 000
10 000
5 000
0
(000 $)
Refus de soumettre une proposition de prix
Refus de soumettre une proposition de prix
Refus de soumettre une proposition de prix
Refus de soumettre une proposition de prix
SH-hiver (secondaire)
SH-an (primaire)
SH-hiver & service Pte
SH-an & service Pte
mars-09 A
nov-09 A
janv -10 A
août-10 A
août-10 B
oct-10 A
oct-10 B

Graphique 3


Valeur des alternatives à Intragaz
Évaluations des scénarios d'octobre 2010
(000 $)
50 000
45 000
40 000
35 000
30 000
25 000
20 000
15 000
10 000
5 000
0
SH-hiver (secondaire)
SH-an (primaire)
SH-hiver & service Pte
SH-an & service Pte
SH-an /cession & service Pte
oct-10 A 5 ans
oct-10 A 15 ans
oct-10 B 5 ans
oct-10 B 15 ans

Intragaz observe l'évolution des coûts évités depuis mars 2009. Les coûts évités les plus faibles de 6,3 M$, basés sur un horizon de 5 ans, ont été constatés en octobre 2010. En revanche, ceux-ci étaient de 17,2 M$, soit plus du double, en août 2010. Cette très grande variabilité dans l'estimation des coûts évités par les fournisseurs, et ce, sur un intervalle de seulement trois mois, démontre jusqu'à quel point le marché est perçu différemment selon le moment ou le fournisseur. Économiquement, on peut considérer que le marché est volatile et que les perceptions du futur sont disparates. Il est donc très difficile d'établir, sur cette base, un prix qui devra être représentatif du marché des prochaines années. De plus, une telle incertitude générée par l'utilisation d'une méthodologie produisant des résultats aussi disparates et volatiles n'est pas soutenable pour une entreprise qui a des charges fixes importantes et soutenues, telle Intragaz.

Pour un horizon de 15 ans, les résultats présentent la même variabilité. L'alternative la moins dispendieuse pour cet horizon est 9,9 M$ alors que la plus coûteuse est 48,3 M$.

L'écart entre les différents prix reçus au mois d'octobre 2010 pour une période de 15 ans démontre à nouveau les défis reliés à la détermination d'une valeur représentative de l'emmagasinage au Québec à partir de la méthode des coûts évités. De plus, il faut noter que l'évolution de la tarification de TransCanada Pipeline, tant pour le service de *short haul* que de *long haul* impliquerait des changements dans certains scénarios.

En conclusion, si l'on tient compte de toutes les alternatives considérées entre mars 2009 et octobre 2010, le niveau des coûts évités pour les sites de Pointe-du-Lac et Saint-Flavien varie de 6,3 M$ à environ 32 M$ pour un horizon de 5 ans et de 9,9 M$ à 48,3 M$ pour un horizon de 15 ans. Bien que les conditions de marché permettent d'avoir des prix relativement bas à certains moments et pour certains fournisseurs, un changement de situation perçu ou réel peut avoir un impact rapide sur la disponibilité et les coûts de certaines alternatives. En effet, une alternative moins dispendieuse à un moment précis dans le temps peut ne pas l'être à un autre moment ou peut ne plus être disponible du tout à un certain moment donné. L'approche des coûts évités n'est donc plus soutenable pour établir la valeur de l'emmagasinage au Québec.

8. MÉTHODE DES COÛTS ÉVITÉS N'EST PLUS SOUTENABLE

L'évolution des marchés gaziers fait en sorte que les revenus basés sur les coûts évités sont non seulement insuffisants pour permettre un rendement raisonnable (du moins les options les moins coûteuses), mais ils sont aussi devenus imprévisibles à cause de la volatilité des marchés :

1) Les coûts évités les plus bas évalués depuis 2009 ne permettraient même pas à Intragaz d'avoir un revenu suffisant pour couvrir ses coûts, même en excluant le coût de son capital. À eux seuls, les dépenses d'exploitation courantes et l'amortissement se chiffrent à 8,0 M$ (voir section 11, tableau 1). En utilisant les coûts évités de 6,3 M$ d'octobre 2010, Intragaz encourrait une perte annuelle de 1,7 M$ avant même de tenir compte des frais d'intérêt, du rendement sur équité et des impôts présumés!

2) La volatilité importante des coûts évités sur une période aussi courte que 20 mois démontre que l'établissement de tarifs à long terme en fonction de tels coûts n'est plus une option viable. En effet, entre le moment où sont présentés les coûts évités et la décision rendue par la Régie, l'évaluation des coûts évités utilisée risque d'être déjà obsolète. Fixer un tarif de longue durée sur des coûts évités aussi variables implique nécessairement un niveau de risque et d'erreur important.

3) Même lorsque la demande d'évaluation de prix pour un service s'effectue au même moment, les prix peuvent varier entre autres en fonction des options et hypothèses des fournisseurs retenus. De plus, quoique dans les faits, différentes options puissent être disponibles à un moment précis dans le temps, leur disponibilité à long terme n'est pas garantie. Ainsi, sous cet angle des plus pertinents, il devient encore plus difficile de comparer la valeur de telles options avec l'emmagasinage au Québec qui a nécessité des investissements importants, mais qui offre une grande stabilité dans le temps.

9. RÉALITÉS DU FINANCEMENT À LONG TERME

Intragaz, comme toute autre entreprise possédant des infrastructures à haute capitalisation, a besoin non seulement de revenus suffisants afin de pouvoir se financer convenablement, mais aussi de revenus stables et prévisibles.

Malgré les sommes importantes investies par Intragaz dans ses actifs, ces derniers ne sont pas d'un grand intérêt en terme de collatéral auprès d'un créancier. En effet, ce ne sont pas des actifs facilement liquidables. Ce sont plutôt les flux futurs de trésorerie prévus qui permettent à Intragaz d'obtenir la majorité de son financement. Par conséquent, la grande majorité du financement à long terme actuel d'Intragaz a dû être sécurisée par les flux monétaires découlant de ses contrats[15] avec son seul client, Gaz Métro. L'échéance rapprochée de ses contrats fait en sorte qu'Intragaz est

[15] Environ 10 % du montant maximal initialement emprunté par Intragaz a été garanti par le gaz coussin du site de Saint-Flavien. Des discussions préliminaires avec des institutions financières canadiennes indiquent qu'elles ne seraient pas ouvertes à prêter en vertu du gaz coussin.

présentement en mode de remboursement de son prêt afin de respecter la convention d'emprunt et qu'elle est donc incapable de maintenir une structure de capital jugée adéquate aux fins de tarification. De plus, elle ne sera en mesure d'obtenir de nouvelles sources de financement que si elle peut démontrer l'existence de contrats assurant la suffisance et la prévisibilité de ses revenus futurs[16]. Le maintien d'un niveau de financement adéquat dans le temps repose également sur la capacité d'Intragaz de démontrer que les liquidités nécessaires au remboursement de la dette sont assurées sur une période suffisamment longue pour sécuriser les bailleurs de fonds.

Des contrats de courtes ou moyennes durées (par exemple 5 ans) combinés à une grande incertitude quant au niveau de revenus qui seraient disponibles au moment de leur renouvellement ne fournissent pas l'assurance requise quand vient le temps de négocier du financement à long terme.

Un contrat de 5 ans ne permettrait donc pas d'atteindre et de maintenir un niveau d'endettement optimal. À titre d'exemple, en considérant un prêt conventionnel d'une durée de 5 ans et une structure de capital de 50 % au début du prêt, le ratio d'endettement serait décroissant pour atteindre 0 % au terme dudit prêt. En prenant en compte des remboursements périodiques linéaires, le ratio moyen d'endettement serait alors de seulement 25 %.

Les défis reliés au financement à long terme ont résulté en une structure de capital qui a grandement fluctué au cours des années. Entre 1991 et 2009, Intragaz a eu des ratios estimés d'endettement à la hausse et à la baisse, variant de 25 % à 85 %[17].

Il est dès à présent clair que la stabilité et la prévisibilité des revenus, qui découleront en grande partie du régime réglementaire approuvé par la Régie et de la durée du contrat qui prévaudra avec Gaz Métro, son unique client, seront des éléments clés dans l'atteinte et le maintien d'une structure de capital appropriée.

Afin de pouvoir maintenir une structure de capital stable dans le temps, il faudra qu'Intragaz soit en mesure d'obtenir un prêt qui n'exige aucun remboursement sur un horizon donné. Dans le cas contraire, la composante dette de la structure en capital sera en constante décroissance. De plus, il faudra prévoir un mécanisme de renouvellement du contrat de service à long terme qui laissera suffisamment de temps pour obtenir un

[16] Intragaz a obtenu une opinion de Desjardins à cet effet.

[17] La structure en capital d'Intragaz a aussi été influencée par le fait que celle-ci était en période de développement entraînant des besoins en capitaux relativement importants et variables sur plusieurs années.

nouveau prêt avant l'échéance d'un prêt existant. Intragaz traite davantage de la durée et du renouvellement du mécanisme et du contrat à la section 12 a) de la preuve.

Intragaz vit présentement une situation particulièrement délicate. En effet, l'échéance de son prêt à long terme est en 2017. Par contre, la majorité du prêt doit être remboursée à la fin du contrat de Saint-Flavien, soit 2013[18]. De plus, elle ne sera pas en mesure d'obtenir du nouveau financement à long terme avant qu'un nouveau contrat à long terme soit finalisé avec son unique client. Cette situation engendrera des variations importantes dans la structure de capital d'Intragaz au cours des prochains mois jusqu'à ce qu'un nouveau financement à long terme soit mis en place.

10. CHOIX D'UN AUTRE MODE D'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

Nous avons évalué deux approches tarifaires qui pourraient satisfaire l'objectif de procurer le plus de stabilité possible dans les tarifs d'emmagasinage, tout en assurant un revenu suffisant à Intragaz pour couvrir son coût de service et en se traduisant en tarifs justes et raisonnables pour Gaz Métro. Le premier est le coût de service traditionnel et le second est un mode de réglementation allégé, de type plafonnement des revenus, dont le point de départ est basé sur les principes du coût de service.

La réglementation sous le coût de service traditionnel est bien connue au Québec. Ce mode de réglementation avait même été approuvé pour Intragaz dans la décision G-485 de la Régie du gaz naturel. Par contre, elle représente généralement un fardeau réglementaire relativement lourd. En effet, bien qu'il soit possible d'envisager des allègements réglementaires, souvent de concert avec des mécanismes incitatifs, il faut tout de même reconnaître que les exigences de cette approche demeurent importantes.

Intragaz, n'ayant jamais été réglementée en vertu de la méthode du coût de service, n'a jamais eu à calculer de coût de service en bonne et due forme, ni à mettre en place une équipe réglementaire ayant une connaissance approfondie de cette méthode. Par exemple, Intragaz n'a pas de structure de capital ni de coût en capital approuvé. Par conséquent, il nous est apparu que les exigences en ressources et en argent d'un tel processus seraient indûment lourdes pour Intragaz.

Nous avons l'opportunité de mettre en place une réglementation plus légère qui est mieux adaptée à la réalité d'Intragaz qui fonctionne essentiellement depuis 20 ans en vertu d'un revenu plafond (basé sur les coûts évités). Cette réalité nous a menés à

[18] Les parties prévoient un (ou deux) nouveau(x) contrat(s) de 15 ans entrant en vigueur en 2011 en remplacement des contrats actuels. Il faudra que le (ou les) nouveau(x) contrat(s) de 15 ans soit(ent) finalisé(s) avant que l'on puisse mettre fin prématurément au contrat de Saint-Flavien, sinon Intragaz sera en défaut en vertu de sa convention d'emprunt actuelle.

considérer la proposition d'une réglementation de type plafonnement des revenus (dorénavant basé sur les principes du coût de service).

Au point de vue réglementaire, cette alternative se veut très allégée comparativement au mode de réglementation au coût de service traditionnel, tout en respectant ses grands principes. De plus, les opérations d'Intragaz sont rendues à un point qui permet maintenant une modélisation plus fiable des coûts futurs dans le cadre d'une approche de revenu plafond.

L'approche proposée par Intragaz offre une justification additionnelle pour le client. En effet, le devancement de la fin du contrat actuel du site de Saint-Flavien engendrera une réduction de tarifs pour Gaz Métro et donc pour sa clientèle de l'ordre de 9,6 M$[19] pour 2011-2012 par rapport aux tarifs actuellement en vigueur (voir annexe 6). De plus, la réduction prévue de la base de tarification entraînera une diminution des tarifs sur la durée du contrat. Il est anticipé que la proposition d'Intragaz résultera en une baisse de tarifs (en dollars constants 2010) de l'ordre de 50 % d'ici 2025 (voir tableau 8).

11. PASSAGE À LA MÉTHODE DU PLAFONNEMENT DES REVENUS

Une des avenues pour assurer la simplicité, l'équité et la prévisibilité à long terme, autant pour Gaz Métro que pour Intragaz, est le passage à la méthode du plafonnement des revenus combinée à un contrat à long terme (15 ans).

Afin de fixer le revenu plafond pour l'année 2011, il est essentiel de faire une analyse de type coût de service et d'ainsi établir le point de départ ou l'année de base du mécanisme. Cependant, contrairement à un dossier tarifaire traditionnel, nous proposons l'utilisation d'une méthode d'établissement du coût de service allégée qui tient compte des ressources limitées d'Intragaz et du fait qu'elle n'a aucun antécédent en matière de coût de service.

Tel que mentionné précédemment, la phase de grand développement d'Intragaz s'est complétée en 2005. Depuis, la stabilité de ses opérations offre une base fiable pour l'application d'une formule de revenu plafond.

Le coût de service d'Intragaz est composé de quatre grands postes, soit les dépenses d'exploitation, les charges d'amortissement, le rendement sur la base de tarification et les impôts présumés. Pour l'année 2011, le coût de service s'établit à 18,85 M$, détaillé comme suit :

[19] Une partie de cette réduction (environ 350 k$) provient du fait que Gaz Métro assumera dorénavant les coûts de transport sur TQM.

Tableau 1

Coût de service 2011 (M$)	
Dépenses d'exploitation	4,58
Charges d'amortissement	3,46
Rendement sur la base de tarification	8,32
Impôts présumés	2,49
TOTAL	**18,85**

Nous allons maintenant élaborer sur chacune de ces catégories de coûts.

i. Dépenses d'exploitation

Les dépenses d'exploitation incluent à la fois les dépenses courantes des sites d'emmagasinage (entretien, opérations, etc.) ainsi que les recharges du commandité qui comprennent les services d'ingénierie de projet, de géologie, de géophysique, d'ingénierie réservoir et de gestion.

Pour bien comprendre la nature des dépenses d'exploitation d'Intragaz, société en commandite – qui fait l'objet de la présente demande, il nous apparaît opportun de présenter les différentes sociétés d'Intragaz. Il y a un commandité (Intragaz inc.) et quatre sociétés en commandite dont trois ont des activités d'exploitation, soit :

- Intragaz, société en commandite;
- Intragaz Énergie, société en commandite; et
- Intragaz Exploration, société en commandite.

Intragaz inc. est le commandité des sociétés en commandite et elle leur fournit des services techniques et de gestion. Les services fournis par Intragaz inc. à ses sociétés en commandite sont inclus dans les dépenses d'exploitation sous la rubrique « Recharges du commandité ». Intragaz inc., qui ne compte que 12 employés, ne réalise aucune marge de profit sur les services qu'elle rend aux sociétés en commandite.

Intragaz Exploration, société en commandite, œuvre dans la recherche de sites d'emmagasinage et d'hydrocarbures au Québec. Elle possède 9 permis

d'exploration couvrant une superficie de 77 303 hectares. Intragaz Exploration SEC n'a aucun employé.

Intragaz Énergie, société en commandite, œuvre aussi dans la recherche de sites d'entreposage et d'hydrocarbures mais exclusivement hors Québec (Canada et États-Unis). Elle ne détient plus de permis d'exploration et ses activités sont réduites au minimum. Elle ne compte aucun employé.

Intragaz, société en commandite, détient et exploite les deux seuls sites d'emmagasinage souterrain de gaz naturel au Québec. Elle compte également 12 employés qui lui sont propres. La présente demande vise cette société.

Le tableau 2 ci-après démontre l'évolution des dépenses d'exploitation d'Intragaz, société en commandite, (Intragaz) durant la période de 2005 à 2010.

Tableau 2

Dépenses d'exploitation (000 $)[20]					
2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
4 535,6	3 828,3	4 069,7	3 496,6	4 467,7	4 464,2

L'annexe 1 présente le détail des dépenses d'exploitation de l'exercice 2010.

Les années 2005, 2009 et 2010 sont considérées représentatives des opérations normales d'Intragaz alors que les années 2006 à 2008 constituent des exceptions. Les dépenses d'exploitation de ces années comprennent des recharges du commandité qui se situaient à un niveau anormalement bas. En effet, chez le commandité Intragaz inc., ces années ont été ponctuées de plusieurs départs d'employés et plusieurs postes sont demeurés vacants sur de longues périodes. De plus, pendant cette période, certains employés du commandité ont été affectés au projet Rabaska réduisant ainsi ses dépenses. L'ensemble de ces éléments a contribué à considérablement réduire les recharges du commandité à ses sociétés en commandite durant cette période. Depuis 2009, la situation au niveau du personnel s'est stabilisée.

[20] Ces montants excluent les coûts de transport de gaz sur TQM, historiquement assumés par Intragaz, puisqu'à compter de 2011, ces frais seront assumés par Gaz Métro qui est la partie sous contrat avec TQM. Cette façon de faire permettra d'éviter à Gaz Métro de facturer Intragaz pour cette dépense et que cette dernière l'inclue à son coût de service pour la refacturer à Gaz Métro.

Le tableau suivant démontre le niveau des dépenses d'exploitation excluant les recharges du commandité.

Tableau 3

	Dépenses d'exploitation sans recharges du commandité (000 $)					
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
Dépenses d'exploitation avec recharges du commandité	4 535,6	3 828,3	4 069,7	3 496,6	4 467,7	4 464,2
Recharges du commandité	1 811,4	1 248,0	1 294,5	943,2	1 865,8	1 866,1
Dépenses d'exploitation sans recharges du commandité	2 724,2	2 580,3	2 775,2	2 553,4	2 601,9	2 598,1

Lorsque l'on exclut les recharges du commandité, les dépenses d'exploitation sont plus stables au fil des ans mais reflètent tout de même le fait que certaines dépenses, notamment les dépenses d'entretien et de réparation, surviennent de façon irrégulière. En effet, ce poste contient des dépenses qui sont difficiles à prévoir et qui sont influencées par des facteurs externes à Intragaz tels le niveau d'utilisation des sites, le nombre d'heures de marche de certains équipements, leur fiabilité, etc. À titre d'exemple, les compresseurs doivent subir des entretiens majeurs après environ 25 000 heures d'utilisation, ce qui peut survenir à tous les 3 ou 4 ans pour le site de Saint-Flavien et à des intervalles plus longs à Pointe-du-Lac à cause de leurs caractéristiques d'utilisation différentes. Voici l'évolution des coûts d'entretien et réparation de 2005 à 2010 :

Tableau 4

Dépenses d'entretien et de réparation (000 $)					
2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
526,9	420,8	333,8	395,3	547,0	482,7

On dénote que le niveau de dépenses annuelles a varié de plus de 200 000$ durant la période observée. Même pour des années avec des différences moindres, telles 2009 et 2010, la nature des travaux effectués durant cette période diffère sensiblement. En effet, l'année 2009 comprend un entretien majeur d'environ 200 000 $ sur un compresseur alors que l'année 2010 a été ponctuée d'un bris important ayant coûté 100 000$.

Afin d'établir les dépenses d'exploitation de l'année témoin 2011, nous proposons d'utiliser le niveau de dépenses de 2010 indexé au taux de 2,62 % tel que décrit à l'annexe 1.1. Le taux d'inflation utilisé dans le calcul du taux d'indexation sera révisé annuellement en fonction des plus récentes projections.

Pour pallier la nature irrégulière des dépenses d'entretien et de réparation, Intragaz propose de créer un compte d'écart qui fera en sorte que les tarifs refléteront ultimement les coûts réels d'entretien et réparation.

ii. Charges d'amortissement

Les durées d'amortissement (voir annexe 2) utilisées pour établir les charges d'amortissement sont les mêmes que celles que l'on retrouve aux états financiers d'Intragaz qui font eux-mêmes l'objet d'un audit annuel afin d'assurer leur conformité avec les règles de l'Institut canadien des comptables agréés. La direction d'Intragaz considère que les taux d'amortissement sont adéquats. En effet, selon notre expertise, la durée de vie restante aux livres des actifs reflète bien la vie utile restante de ceux-ci. De plus, Intragaz n'a pas eu à radier d'actifs de façon prématurée, ce qui vient appuyer le fait que les périodes d'amortissement sont adéquates.

Les charges d'amortissement démontrent une grande stabilité pour la période 2006 - 2010. Cette stabilité découle principalement du fait que, depuis 2006, il n'y a plus eu d'investissements importants reliés au développement des sites. Donc, depuis 2006, les investissements annuels sont principalement reliés au maintien de l'intégrité et de la performance des installations ainsi qu'au renouvellement des équipements dont la durée de vie est terminée. Vous trouverez ci-après le tableau 5 qui démontre l'évolution des charges d'amortissement entre 2005 et 2010.

Tableau 5

Charges d'amortissement (000 $)[21]					
2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
3 136,2	3 412,8	3 377,1	3 354,1	3 377,5	3 427,4

Durant la période 2006-2010, Intragaz a investi en moyenne 1 021 400 $ par année en dépenses de capital requises pour maintenir l'intégrité et la performance de ses

[21] Exclut l'amortissement des coûts reliés à la dette à long terme qui feront dorénavant partie du coût en capital.

sites. Malgré le vieillissement des actifs d'Intragaz, la somme de 1 M$ par année est considérée raisonnable comme projection des investissements qui seront requis en moyenne au cours des 5 prochaines années. Ce montant sera analysé tous les 5 ans, comme pour les autres paramètres du mécanisme de revenu plafond (voir section 12 a), afin de déterminer s'il est toujours approprié. Même si Intragaz est d'avis que la prévision des investissements de maintien de 1 M$ par année est raisonnable, elle est consciente que les investissements annuels différeront de ce montant. Par exemple, elle prévoit effectuer en 2011 des investissements de maintien évalués à 2 M$. Ce niveau d'investissement plus élevé que la moyenne de 1 M$ devrait être compensé par des investissements plus faibles durant d'autres années. Par contre, il faut qu'Intragaz ait la possibilité de demander l'autorisation de la Régie pour effectuer des investissements exceptionnels si jamais un tel besoin se présentait.

Pour le mécanisme de revenu plafond, nous proposons d'amortir l'investissement annuel de 1 M$ selon la durée moyenne d'amortissement de l'ensemble des actifs d'Intragaz. Cette durée moyenne s'établit à 33,21 années (amortissement linéaire) tel que démontré à l'annexe 2. Ainsi les ajouts d'immobilisations de 1 M$ par année seraient amortis à raison de 30 100 $ par année (1 M$ sur 33,21 années).

Pour 2011, nous proposons d'utiliser la charge d'amortissement de 2010 (3 427 400 $) comme point de départ à laquelle s'ajoute celle qui se rapporte aux immobilisations ajoutées au cours de l'année en vertu du mécanisme de revenu plafond, soit 30 100 $ pour un total de 3 457 500 $. Tant et aussi longtemps que le million de dollars d'investissement annuel sera maintenu dans la formule de revenu plafond, l'amortissement annuel additionnel sera de 30 100 $.

iii. Coût du capital

Intragaz n'a jamais eu à établir de structure de capital aux fins de calcul d'un coût de service. Sa structure de capital réelle a tout simplement été le résultat des sources de fonds qu'elle a pu obtenir au fil des ans.

Afin de simplifier le traitement du dossier, et surtout de limiter les charges associées à un débat en profondeur sur le taux de rendement sur équité le plus approprié, il est proposé d'utiliser celui autorisé annuellement pour Gaz Métro, son seul client.

Le coût de la dette serait celui découlant du financement d'Intragaz, incluant les frais d'émission.

Intragaz vise atteindre une structure de capital composée de 54 % dette et 46 % équité. Intragaz est d'avis qu'elle ne connaîtra de façon définitive la structure de capital qu'elle sera en mesure de mettre en place que lorsqu'elle aura réussi à négocier un nouvel emprunt à long terme. De surcroît, le niveau de cet emprunt sera fonction de l'encadrement réglementaire qui sera approuvé par la Régie dans le présent dossier. Entre-temps, Intragaz propose d'utiliser sa structure de capital existante. Pour 2011 cette structure est composée des éléments suivants :

Tableau 6

Structure de capital de l'année témoin 2011 [(1)]		
Composante	**Proportion (%)**	**Coût (%)**
Dette	35,16	5,45
Équité	64,84	9,09
Total	100	7,81

[1] Voir annexe 4.

L'année témoin 2011 doit être considérée comme une année de transition à cause du besoin de refinancer la dette à long terme. Si la structure de capital de 2011 était composée de 54 % dette et 46 % équité, le revenu requis de 2011 serait réduit d'environ 1,5 M$.

L'utilisation du taux de rendement de Gaz Métro se justifie par le fait que cette dernière est l'unique cliente d'Intragaz. De plus, comme la plus grande partie des risques techniques reliés au développement et au rodage des sites qui existaient au moment de créer les sites d'emmagasinage sont derrière Intragaz, le risque principal résiduel est relié à son marché, soit celui de Gaz Métro.

Aux fins d'illustration de l'application proposée, le taux de rendement utilisé par Intragaz pour son année débutant le 1er janvier 2012 correspondra au taux autorisé pour l'année financière de Gaz Métro débutant le 1er octobre 2011.

À titre d'exemple complémentaire, il est à noter que les services d'emmagasinage d'Union Gas et d'Enbridge en Ontario qui desservent la clientèle de distribution locale sont inclus dans la base tarifaire de ces deux distributeurs. Par conséquent, elles ont également le même taux de rendement que la portion distribution de l'entreprise. Au Québec, l'emmagasinage a été développé dans une société distincte

de Gaz Métro à la suite des directives de la Régie du gaz naturel. Par contre, les risques financiers d'Intragaz sont intimement liés à ceux de Gaz Métro, car il s'agit de son seul client.

Étant donné qu'il est prévu que la base de tarification (voir prochaine section) sera en baisse constante durant toute la durée du mécanisme de revenu plafond proposé, la composante coût du capital – ou rendement sur la base de tarification – de son coût de service sera elle aussi à la baisse durant toute la période, toutes autres choses étant égales par ailleurs. Cette économie sera intégrée au mécanisme de revenu plafond et permettra aux clients de profiter d'un tarif dégressif sur l'ensemble de cette période, et ce, à la fois en termes réels et en dollars constants (voir le tableau 8).

iv. Base de tarification

Les actifs d'Intragaz sont comptabilisés au coût historique et les montants utilisés pour établir la base de tarification sont conformes à ceux contenus aux états financiers vérifiés de la société. Dans le présent dossier, le poste *Achalandage*, au montant de 2 530 598 $, a été exclu de la base de tarification. Vous trouverez à l'annexe 3.1, la composition des actifs d'Intragaz, société en commandite, faisant partie de la base de tarification.

La base de tarification d'Intragaz aura comme point de départ les actifs réels à la fin de l'exercice 2010. Le solde moyen de la base sera calculé à partir de la méthode des 13 soldes.

Comme mentionné précédemment, Intragaz n'a pas réalisé de travaux visant l'ajout de capacité d'emmagasinage depuis 2006. Les immobilisations ajoutées depuis ce temps visaient principalement le maintien de l'intégrité et de la performance des installations et le remplacement d'équipements. Vous trouverez ci-après au tableau 7 la valeur des immobilisations ajoutées entre 2005 et 2010.

Tableau 7

Investissements annuels (000 $)					
2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**
9 618	1 493	242	198	2 198	976

Tel qu'indiqué à la section précédente, nous proposons d'utiliser une valeur de 1 M$ en investissements annuels aux fins de calcul de la base de tarification dans le cadre du calcul du revenu plafond. Cette somme correspond à la fois à la moyenne des investissements réalisés entre 2006 et 2010 et aussi à ce qu'Intragaz prévoit dans le futur. Naturellement, les investissements annuels réels différeront immanquablement de cette moyenne. À titre d'exemple, Intragaz prévoit investir 2 M$ en 2011 en immobilisations de maintien. Malgré cela, nous sommes confiants que le montant annuel de 1 M$ devrait être représentatif de la moyenne réelle à long terme. De plus, nous proposons que ce montant soit revu aux 5 ans afin d'assurer sa pertinence.

Compte tenu de la valeur des amortissements à près de 3,5 M$ par année et des ajouts à la base de tarification de 1 M$ par année, nous devrions assister, toutes autres choses étant égales par ailleurs, à une baisse annuelle de la base de tarification de l'ordre de 2,5 M$ et, par conséquent, à une réduction annuelle du rendement sur la base de tarification résultant en un tarif dégressif sur l'ensemble de la période visée par la présente demande.

Au 1er janvier 2011, la base de tarification s'établit à 107 819 400 $. En considérant la méthode des 13 soldes, la base de tarification de 2011 est évaluée à 106 555 900 $ aux fins d'établissement du coût de service d'Intragaz. Vous trouverez le calcul détaillé à l'annexe 3.

Considérant un coût du capital de 7,81 % (voir tableau 6 et annexe 4), le rendement sur la base de tarification serait de 8 322 000 $ en 2011.

v. Impôt

Intragaz, étant une société en commandite, n'est pas imposable. Ce sont ses associés qui paient l'impôt sur leur quote-part des bénéfices. Par conséquent, des impôts présumés devront être adoptés, tout comme pour Gaz Métro, société en commandite. Les taux utilisés dans le calcul de l'impôt présumé sont :

Impôt provincial	11,90 %
Impôt fédéral	16,50 %
Taux combinés	28,40 %

Comme indiqué à la section facteurs exogènes (section 12 h)), il est proposé de refléter tout changement dans ces taux dans la formule du revenu plafond.

Pour l'instant, Intragaz propose que l'impôt présumé soit calculé sur le bénéfice net réglementaire, sans tenir compte d'écarts temporaires entre le régime réglementaire et le régime fiscal.

Pour l'exercice 2011, l'impôt présumé est estimé à 2 491 100 $.

vi. Projection des revenus découlant du mécanisme de revenu plafond

Le tableau 8 présente les revenus d'Intragaz basés sur les tarifs en vigueur en 2010, le coût de service de l'année de transition 2011[22] ainsi que les projections du coût de service découlant de l'application du mécanisme de revenu plafond pour les années 2012 à 2025. Pour ces années, les composantes du coût de service sont ajustées par les différents paramètres du mécanisme de plafonnement des revenus, tels que l'indexation de certaines dépenses.

Tableau 8

Revenus projetés (000 $) présentés à titre illustratif [1, 2]

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Revenu plafond	23 119,5 $	18 851,8 $ [3]	17 733,1 $	17 639,1 $	17 544,8 $	17 450,1 $
Effet tarifaire		-18,46%	-5,93%	-0,53%	-0,53%	-0,54%
Effet tarifaire cumulatif		-18,46%	-24,39%	-24,92%	-25,46%	-26,00%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 % [4]		-20,26%	-26,65%	-28,65%	-30,60%	-32,50%

	2016	2017	2018	2019	2020
Revenu plafond	17 355,2 $	17 260,1 $	17 164,8 $	17 069,4 $	16 974,0 $
Effet tarifaire	-0,54%	-0,55%	-0,55%	-0,56%	-0,56%
Effet tarifaire cumulatif	-26,54%	-27,09%	-27,64%	-28,20%	-28,76%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-34,35%	-36,16%	-37,91%	-39,62%	-41,29%

	2021	2022	2023	2024	2025
Revenu plafond	16 878,6 $	16 783,4 $	16 688,3 $	16 593,4 $	16 498,7 $
Effet tarifaire	-0,56%	-0,56%	-0,57%	-0,57%	-0,57%
Effet tarifaire cumulatif	-29,32%	-29,88%	-30,45%	-31,02%	-31,59%
Effet tarifaire, incluant une inflation de 2,26 %	-42,91%	-44,48%	-46,02%	-47,51%	-48,96%

[1] Revenu plafond des années 2012 et suivantes établi selon une structure du capital 54 % dette et 46 % équité (voir annexe 5), un taux de rendement sur équité de 9,09 %, un coût de la dette à 6,2 % et aucun facteur exogène.

[2] Ne tient pas compte du coût relié à un éventuel refinancement entre 2012 et 2025 et des amortissements qui en découlent.

[3] Le montant de 18 851,8 $ correspond au revenu plafond pour 12 mois. En 2011, ce montant s'appliquerait pour 8 mois au prorata.

[4] Voir annexe 1.4.

Ce tableau fait ressortir que le passage au coût de service dès 2011 entraînera une baisse de revenus importante par rapport aux tarifs existants – de l'ordre de 18,5 % – alors que la réduction prévue de la base de tarification entraînera une

[22] Aux fins d'illustration, les données 2011 sont pour une année complète de 12 mois même si l'année témoin 2011 est exceptionnellement de 8 mois (mai à décembre).

réduction graduelle des tarifs tout au long de la durée du mécanisme, toutes autres choses étant égales par ailleurs. On constate une autre baisse importante en 2012 de l'ordre de 6 %. Cette réduction provient principalement du passage à une structure de capital composée de 54 % dette et 46 % équité. La réalisation d'une telle structure de capital sera fonction de la capacité d'emprunt d'Intragaz. Au cours des 15 prochaines années, il est anticipé que la proposition d'Intragaz résultera en une baisse de tarif (en dollars constants de 2010) de l'ordre de 48 %.

12. AUTRES MODALITÉS DU MÉCANISME DE PLAFONNEMENT DES REVENUS

a. DURÉE ET RENOUVELLEMENT DU MÉCANISME

La durée initiale du mécanisme de plafonnement des revenus proposé est de 15 ans, soit l'équivalent de la durée du nouveau contrat à intervenir entre Intragaz et Gaz Métro. Par contre, Intragaz propose qu'une révision des paramètres ait lieu tous les 5 ans afin de s'assurer que la formule du revenu plafond soit toujours appropriée.

Tel que mentionné précédemment, la durée du contrat, et par conséquent celle du mécanisme de revenu plafond, est dictée en grande partie par le besoin d'offrir des garanties suffisantes pour obtenir du financement à long terme à des conditions acceptables.

L'atteinte d'une structure de capital stable dans le temps exige aussi un mécanisme de renouvellement du contrat qui assure une continuité dans la garantie offerte au prêteur. En l'absence d'une telle continuité, Intragaz se verrait dans l'obligation de rembourser son prêt et d'en obtenir un autre une fois un nouveau contrat en place.

Un prêt de 15 ans serait vraisemblablement composé de deux périodes distinctes :

1) Une première période où Intragaz n'a pas à faire de remboursement de sa dette.

2) Une seconde période où, dans l'éventualité où son contrat avec Gaz Métro ne serait pas renouvelé, elle devrait être en mesure de rembourser la totalité de sa dette.

La durée de cette deuxième période sera fonction des sommes empruntées et de la capacité de remboursement d'Intragaz. Afin d'optimiser son niveau d'endettement, Intragaz devra « concéder » une période suffisamment longue à son créancier après la date de renouvellement afin d'offrir les garanties voulues et d'être en mesure de rembourser sa dette dans l'éventualité où son contrat ne serait pas renouvelé. Par contre, elle voudra que la première période soit suffisamment longue afin de profiter

de la plus grande stabilité des taux d'intérêt à long terme et surtout, de réduire la fréquence à laquelle elle devra renouveler son emprunt. En effet, le renouvellement d'un prêt à long terme entraîne des efforts et des coûts considérables, surtout pour une entreprise de la taille d'Intragaz. Mieux ces aspects seront gérés, plus la facture à la cliente (Gaz Métro) sera amenuisée car c'est elle qui paiera la facture en bout de ligne.

Par conséquent, le choix du moment de renouvellement du contrat représente un compromis entre le montant pouvant être emprunté et la fréquence du renouvellement de l'emprunt. Étant donné l'incertitude quant au moment le plus opportun pour renouveler le contrat, nous proposons que le moment de renouveler le contrat soit indéterminé. En fait, Intragaz propose de revenir devant la Régie lorsque les conditions de prêt ne permettront plus de conserver une structure de capital stable dans le temps à un coût raisonnable.

b. ANNÉE TÉMOIN

Intragaz souhaite que l'année témoin utilisée pour fixer ses tarifs corresponde à son exercice financier, soit la période du 1er janvier au 31 décembre. Puisque le contrat existant de Pointe-du-Lac prend fin seulement le 30 avril 2011, Intragaz propose que l'année témoin 2011 soit exceptionnellement du 1er mai au 31 décembre. Voici la démarche que nous proposons pour 2011 :

- Les tarifs seraient calculés sur la base d'un coût de service de 12 mois.
- Les tarifs seraient en vigueur du 1er mai au 31 décembre 2011[23].
- Lors de la fermeture des livres, pour cette période de 8 mois, le rendement réel serait calculé de la façon suivante :
    a) Revenus réels de mai à décembre;
    b) Coût de service réel multiplié par 8/12;

À compter de 2012, l'année témoin couvrirait la période du 1er janvier au 31 décembre.

[23] Par contre, Intragaz doit attendre que la Régie rende une décision sur le présent dossier, plus particulièrement en ce qui a trait au passage à la méthode du revenu plafond basée sur le coût de service et la durée du tarif de 15 ans qui fera l'objet du contrat avec Gaz Métro, avant qu'elle puisse résilier le contrat de Saint-Flavien. En effet, le fait de mettre fin prématurément au contrat de Saint-Flavien sans avoir auparavant sécurisé un autre contrat à long terme lui offrant des perspectives de revenus suffisants placerait Intragaz en situation de défaut auprès de son créancier actuel auquel elle doit 42 M$ au 1er janvier 2011.

Par ailleurs, le contrat serait d'une durée de 15 ans, prenant fin le 30 avril, afin d'éviter que le contrat prenne fin au cours de la haute saison pour Gaz Métro.

c. FIXATION ANNUELLE DES TARIFS

L'approche annuelle proposée pour établir les tarifs respecte l'objectif de réduire le fardeau réglementaire. En fait, il s'agirait d'appliquer la formule préapprouvée du revenu plafond, en y faisant les ajustements pour les facteurs exogènes (voir section 12 h), les comptes d'écart (voir section 12 i) et les écarts de rendement tombant à l'extérieur de la fourchette préétablie (voir section 12 f), s'il y a lieu.

Étant donné la nature mécanique de l'approche proposée, le dossier annuel aura principalement pour but d'étayer le calcul du revenu plafond. À la 5e et à la 10e année de la durée de 15 ans, il y aurait une revue plus en profondeur des paramètres du mécanisme du revenu plafond.

d. ALLOCATION TARIFAIRE

Bien que nous suggérions l'établissement d'une réglementation par plafonnement des revenus pour l'ensemble des activités d'emmagasinage d'Intragaz, il y aura comme par le passé un tarif distinct pour chaque site. Une telle approche permettra à Gaz Métro de plus facilement allouer les coûts des deux sites selon la nature du service qu'ils procurent. L'annexe 7 présente le revenu requis par site pour 2011 qui servira de base au calcul d'un tarif propre à chacun des sites.

e. TRAITEMENT DES RÉSULTATS DE FIN D'ANNÉE

Intragaz propose de produire un rapport annuel à la Régie. Ce rapport serait soumis par voie administrative. Cette proposition simple d'application permettrait l'évaluation des résultats tout en limitant au maximum le fardeau et les coûts réglementaires associés au dépôt des résultats de fin d'année.

En guise de référence, il s'agit de la méthode qui est actuellement suivie par Hydro-Québec Distribution et TransÉnergie aux fins du dépôt de leur rapport annuel devant la Régie.

f. TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

Comme indiqué précédemment, puisqu'Intragaz pouvait conserver 100 % des profits par le passé, elle a toujours eu un incitatif de maximiser son efficacité. Par conséquent, les opportunités de gain de productivité non encore exploitées sont

plutôt rares. L'efficacité des opérations actuelles laisse peu de place à la réduction des coûts. De plus, l'encadrement réglementaire antérieur a contribué à faire d'Intragaz une entreprise frugale.

Par conséquent, Intragaz propose un seuil raisonnable en deçà duquel elle conserverait 100 % de tout excédent de rendement et absorberait 100 % de tout manque à gagner. Il s'agit d'une approche symétrique.

Le seuil proposé est de 0,75 %, ce qui représenterait un écart de rendement sur équité de l'ordre de 518 k$[24] basé sur la structure de capital réelle de 2011. Dans la mesure où Intragaz réussit à accroître et maintenir son niveau d'endettement pour les années subséquentes, le montant correspondant à l'écart de 0,75 % du rendement sur équité sera ainsi réduit.

Ce seuil vise un équilibre qui permettrait de protéger les clients des rendements excédentaires importants tout en fournissant un certain incitatif à Intragaz pour poursuivre dans la voie de l'efficacité. Il vise aussi l'atteinte d'un équilibre dans la protection d'Intragaz lors de situations imprévues qui pourraient résulter en un manque à gagner important tout en évitant de modifier trop fréquemment le mécanisme de revenu plafond, ce qui aurait pour effet de réduire la stabilité des coûts pour les clients.

En résumé, voici notre proposition :

1) En situation d'excédent de revenus : conservé par Intragaz à 100 % jusqu'à concurrence de 75 points de base. Au-dessus d'un tel niveau, les gains additionnels seraient alors remboursés au client.

2) En situation de manque à gagner : Intragaz serait à risque à 100 % jusqu'à concurrence de 75 points de base. En dessous de ce seuil, Intragaz serait en mesure de récupérer le manque à gagner du client.

g. QUALITÉ DE SERVICE

Gaz Métro, en tant que seul client d'Intragaz, est la partie qui est dans la meilleure position pour évaluer la qualité de service d'Intragaz.

À cet égard, le contrat inclura l'ensemble des clauses concernant la qualité du service qui doit être rendu par Intragaz. Dans le cas d'un défaut de rendre le service

[24] 106 555 900 $ (base de tarification) X 64,84 % (équité) X 0,75 % (seuil proposé) = 518 181 $ (écart de rendement sur équité).

prévu, Gaz Métro pourra faire valoir ses droits contractuels concernant les inconvénients que cela lui aura occasionnés.

Ainsi, il n'est pas recommandé d'ajouter des éléments additionnels à cet égard dans le cadre du mécanisme allégé proposé.

Finalement, il est à noter qu'Intragaz offre un service de première qualité depuis ses débuts en vertu d'un mécanisme de revenu plafond sans critères de qualité de service imposés par la Régie.

h. FACTEURS EXOGÈNES

Les facteurs exogènes sont des éléments qui sont hors du contrôle d'Intragaz. Dans ce contexte, nous proposons trois facteurs exogènes, soit :

1) Coût du capital;

2) Taux d'imposition; et

3) Changements importants au niveau des normes et standards de l'industrie.

Ainsi, l'effet de ces facteurs exogènes, s'il y a lieu, serait reflété dans le calcul du revenu plafond de l'année suivant celle où ils deviennent connus.

Le coût du capital variera en fonction du montant de dette qu'Intragaz sera en mesure de sécuriser, le coût de cette dette (incluant les frais d'émission) ainsi que le taux de rendement sur équité approuvé pour Gaz Métro.

Les taux d'imposition d'une année donnée seront les taux officiels de l'agence du revenu du Canada et du ministère du Revenu du Québec.

Intragaz propose également un facteur exogène comme protection contre d'éventuels changements importants au niveau des normes et standards de l'industrie qui résulteraient en des coûts importants imprévus pour s'y conformer. Pour l'instant, aucun changement de ce type n'a été porté à la connaissance d'Intragaz.

i. COMPTES D'ÉCART

Intragaz propose la création de trois comptes d'écart :

1) Coûts réglementaires;

2) Coût du capital; et

3) Dépenses d'entretien et de réparation.

À cause du changement de mécanisme tarifaire, il est très difficile pour Intragaz d'estimer avec précision les coûts annuels de réglementation. Par conséquent, elle propose la création d'un compte d'écart qui fera en sorte que les coûts réels de réglementation seront ultimement reflétés dans les tarifs.

Quant aux comptes d'écart sur le coût du capital et sur les dépenses d'entretien et de réparation, ils serviront à faire l'adéquation entre les estimations et le réel.

Enfin, ces comptes seraient incorporés dans les tarifs d'Intragaz dans l'exercice suivant leur constatation.

j. FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ

Intragaz est d'avis qu'un facteur de productivité serait inapproprié dans sa situation unique. Cela se justifie par le fait qu'Intragaz, déjà soumise à une réglementation de type plafonnement des revenus depuis sa création, se veut une entreprise efficiente. Il existe chez Intragaz une culture entrepreneuriale qu'il faut tenter de préserver avec le passage aux principes du coût de service.

En effet, sous le modèle actuel, chaque dollar économisé est conservé par l'entreprise. En d'autres termes, Intragaz a toujours eu un incitatif pour être le plus efficace possible afin de minimiser ses coûts. Ainsi, Intragaz ne se retrouve donc pas dans une situation où l'on peut s'attendre à ce qu'elle réalise de grands gains de productivité avec cette nouvelle tarification qui pourrait être qualifiée d'incitative dans un autre contexte. Elle opère en vertu d'un mécanisme incitatif depuis ses débuts.

En revanche, Intragaz offre un service de première qualité et a su atteindre un bel équilibre entre la performance financière et la responsabilité sociale. À titre d'exemple, Intragaz a toujours fait preuve du plus grand respect des lois. De plus, Intragaz jouit d'un excellent dossier en matière de sécurité.

Intragaz est effectivement dans une situation unique. Habituellement, l'approche du revenu plafond offre un incitatif à la performance par rapport à la méthode du coût de service traditionnel. Tel n'est pas le cas pour Intragaz qui n'a jamais été réglementée en vertu de cette méthode. C'est la raison pour laquelle nous ne proposons pas de facteurs de productivité dans la formule du revenu plafond. De toute façon, la fourchette de rendement relativement étroite proposée à la section 12 f) agit comme soupape de sécurité pour les clients dans l'éventualité peu probable de gains de productivité importants. En effet, si des gains de productivité devaient permettre à Intragaz de générer un rendement excédentaire important, celle-ci devrait rembourser au client tout rendement excédant 0,75 %. De plus, la révision des paramètres de la formule de revenu plafond aux 5 ans permettra d'intégrer aux tarifs les gains additionnels d'efficacité qui auraient pu être réalisés au cours des années précédentes.

k. AJOUT DE CAPACITÉ D'EMMAGASINAGE

Dans l'éventualité où Intragaz voudrait effectuer des investissements dans le but d'augmenter la capacité des sites existants, elle devra en faire la demande préalable à Gaz Métro et à la Régie. Si cette demande devait être acceptée par la Régie, l'effet de cet investissement (revenus et coûts marginaux) serait alors reflété dans le calcul du revenu plafond selon l'approche approuvée par la Régie.

13. MESURE TRANSITOIRE EXCEPTIONNELLE

Intragaz a deux contrats en cours, soit celui de Pointe-du-Lac et celui de Saint-Flavien. Le premier prend fin en 2011 et le second en 2013.

Afin de permettre à Intragaz de sécuriser du financement à long terme dans les plus brefs délais, et du même coup faire bénéficier les clients le plus rapidement possible des réductions de tarifs, il est proposé d'instaurer le modèle tarifaire de type plafonnement des revenus dès mai 2011 plutôt que d'attendre la fin du contrat existant de Saint-Flavien en 2013. Conséquemment, les revenus de 18,85 M$ calculés en vertu de l'approche du revenu plafond représentent une économie de près de 4,3 M$[25] pour 2011 et de 5,4 M$ pour 2012 comparativement aux tarifs en vigueur en 2010 (voir annexe 6). C'est donc dire que les associés ne s'objectent pas à la réduction de leur rendement durant cette période afin de favoriser l'établissement de tarifs qui permettront à Intragaz d'avoir les moyens financiers nécessaires pour poursuivre ses activités à long terme.

[25] Dans les faits, ces économies sont basées sur la période de deux ans de mai 2011 à avril 2013, donc une période de deux ans chevauchant trois exercices financiers.

Par contre, Intragaz doit attendre que la Régie rende une décision sur le présent dossier, plus particulièrement en ce qui a trait au passage à la méthode du revenu plafond basée sur le coût de service et la durée du tarif de 15 ans qui fera l'objet du contrat avec Gaz Métro, avant qu'elle puisse résilier le contrat de Saint-Flavien et signer le nouveau contrat. En effet, le fait de mettre fin prématurément au contrat de Saint-Flavien sans avoir auparavant sécurisé un autre contrat à long terme et lui offrant des perspectives de revenus suffisants placerait Intragaz en situation de défaut auprès de son créancier actuel.

Ainsi, à la suite de la décision de la Régie, un nouveau contrat de 15 ans sera rédigé et signé par les deux parties (Intragaz et Gaz Métro).

14. SOMMAIRE DES PARAMÈTRES DU MÉCANISME DU REVENU PLAFOND

Cette section résume les paramètres du mécanisme du revenu plafond proposé par Intragaz.

a. REVENUS REQUIS DE 2011

Le revenu requis (coût de service) de 2011 serait calculé à partir des paramètres suivants :

1 **Tableau 9**

Sommaire des paramètres du mécanisme du revenu plafond (2011)	
Paramètre	**Description**
1. Dépenses d'exploitation	Dépenses d'exploitation correspondant aux résultats 2010 **X** (1 + taux d'indexation)
2. Charges d'amortissement	Charges d'amortissement réelles de l'année 2010 **+** amortissement sur les ajouts d'immobilisations de 1 M$ de l'année : 30,1 k$
3. Base de tarification	Base de tarification réelle au 31 décembre 2010 **+** ajouts d'immobilisations de l'année en cours (1 M$) **–** amortissement de l'année précédente **–** amortissement des frais d'émission de dette (dette existante) **–** amortissement sur les ajouts d'immobilisations de l'année en cours de 1 M$: 30,1 k$ **=** Base de tarification de fin d'année
4. Coût du capital ou taux de rendement sur la base de tarification (%)	**–** Structure de capital projetée d'Intragaz **–** Taux de rendement sur équité approuvé pour Gaz Métro **–** Coût de la dette existante d'Intragaz
5. Rendement sur la base de tarification ($)	Base de tarification de l'année 2011 établie selon la méthode de la moyenne des 13 soldes **X** taux de rendement de l'année en cours (coût du capital)
6. Impôts présumés	Basés sur le bénéfice réglementaire
7. Revenus requis	1 + 2 + 5 + 6

b. REVENUS REQUIS DE 2012 ET ANNÉES SUIVANTES[26]

Le revenu requis (coût de service) à compter de 2012 serait calculé à partir des paramètres suivants :

Tableau 10

Sommaire des paramètres du mécanisme du revenu plafond (2012 et suivantes)	
Paramètre	**Description**
1. Dépenses d'exploitation	Dépenses d'exploitation de l'année précédente **X** (1 + taux d'indexation)
2. Charges d'amortissement	Charges d'amortissement de l'année précédente **+** amortissement sur les ajouts d'immobilisations de l'année (30,1 k$)
3. Base de tarification	Base de tarification du début de l'année **+/-** comptes d'écart **+** ajouts d'immobilisations de l'année en cours (1 M$ ou autres, si approuvés) **–** amortissement de l'année précédente **–** amortissement sur les ajouts d'immobilisations de l'année en cours de 1 M$: 30,1 k$ **+** frais d'émission de dette **–** amortissement des frais d'émission de dette **=** Base de tarification de fin d'année
4. Coût du capital ou taux de rendement sur la base de tarification (%)	**–** Structure de capital projetée d'Intragaz **–** Taux de rendement sur équité approuvé pour Gaz Métro **–** Coût de la dette (incluant frais d'émission) réelle d'Intragaz
5. Rendement sur la base de tarification ($)	Base de tarification de l'année courante établie selon la méthode de la moyenne des 13 soldes **X** taux de rendement de l'année en cours (coût du capital)
6. Impôts présumés	Basés sur le bénéfice réglementaire
7. Liquidation des comptes d'écart	Augmentation ou diminution du coût de service
8. Facteurs exogènes	Ajustement des éléments affectés de la formule pour tenir compte des facteurs exogènes
9. Écarts de rendement	Remboursement ou récupération des écarts de rendement excédant 0,75 %
10. Revenus requis	1 + 2 + 5 + 6 +/- 7 +/- 8 +/- 9

[26] Paramètres sujet à révision aux cinq ans.

CONCLUSION

La conversion des deux seuls gisements épuisés de gaz naturel au Québec en sites d'emmagasinage souterrain a été couronnée de succès. Ainsi, depuis près de 20 ans, les utilisateurs de gaz naturel de Gaz Métro bénéficient d'un outil fiable et performant. Le développement des sites d'emmagasinage de Pointe-du-Lac et de Saint-Flavien a été rendu possible en grande partie par une réglementation novatrice (méthode des coûts évités) qui a su inciter les investisseurs à encourir seuls les risques financiers importants reliés au développement de ces sites, protégeant ainsi les utilisateurs de gaz naturel.

Maintenant, l'évolution et la volatilité du marché énergétique font en sorte que la méthode des coûts évités est devenue insoutenable. La pérennité de l'emmagasinage souterrain offert par Intragaz exige le passage aux principes du coût de service. En effet, selon les projections des coûts évités les plus faibles, Intragaz ne serait plus en mesure de récupérer ses dépenses sans même tenir compte de son coût en capital et des impôts présumés.

Afin qu'Intragaz puisse se financer de façon adéquate, elle doit être en mesure d'offrir une garantie suffisante à ses créanciers qu'elle sera en mesure de rembourser sa dette. Pour se faire, Intragaz et Gaz Métro ont convenu d'une durée de contrat de 15 ans. Un contrat à long terme offre aussi l'avantage de coûts stables et prévisibles pour Gaz Métro. De plus, à cause de la base de tarification décroissante d'Intragaz, ces coûts seront en constante diminution durant la période contractuelle.

Intragaz ne dispose pas des ressources nécessaires pour soutenir les exigences associées à l'approche du coût de service traditionnel. Par ailleurs, elle a aussi développé une culture axée sur l'efficacité de ses opérations qu'il serait bénéfique pour tous de conserver avec le passage aux principes du coût de service. Par conséquent, Intragaz demande à la Régie l'autorisation de passer à une méthode de réglementation de type plafonnement des revenus, basée sur les principes du coût de service.

En plus d'assurer la pérennité de l'emmagasinage souterrain au Québec, l'approche suggérée procure des avantages immédiats importants aux clients. En effectuant le passage au mécanisme allégé proposé dès 2011, les clients économiseront plus de 9,6 M$ pour 2011 et 2012[27] par rapport aux tarifs existants. Il s'agit d'une solution gagnante-gagnante.

[27] Basé sur une année témoin de 12 mois.

ANNEXE 1

Dépenses d'exploitation ($)
de l'exercice terminé le 31 décembre 2010

			Référence
3	Salaires et charges sociales	902 817	
4	Consultants	67 014	
5	Environnement	42 463	
6	Consommables	162 869	
7	Energie	93 659	
8	Entretien & réparations	482 743	
9	Matériel roulant	24 586	
10	Communications	25 431	
11	Assurances, taxes et permis	598 193	
12	Divers	198 325	
13	Recharges du commandité	1 866 118	
14	**TOTAL**	**4 464 218**	Annexe 1.1, ligne 12, col. 1

ANNEXE 1.1

Calcul du taux d'indexation des dépenses d'exploitation
Basé sur les dépenses de 2010

	(1)	(2)	(3)	
Description	**Montant ($)**	**Taux d'indexation (%)**	**Taux Pondéré (%)** (Col. 1 / Total X Col. 2)	**Référence**
Salaires et avantages sociaux cadres	189 592	3,00 [1]	0,13	
Salaires et avantages sociaux horaires	713 225	2,50 [2]	0,40	
Autres dépenses d'exploitation	1 695 283	2,50	0,95	Annexe 1.4, ligne 3
Recharges du commandité	1 866 118	2,74	1,15	Annexe 1.3, ligne 10, col. 3
Total des dépenses d'exploitation	**4 464 218**		**2,62**	Annexe 1
Dépenses d'exploitation de 2011	**4 581 250** [3]			Tableau 1

[1] Correspond aux prévisions salariales 2011 (Aon Conseil) utilisées par Intragaz pour 2011

[2] Selon la convention collective d'Intragaz

[3] Ligne 12, col. 1 X (1 + (ligne 12, col. 3)

ANNEXE 1.2

Dépenses d'exploitation du commandité en $
pour l'exercice financier se terminant le 31 décembre 2010

	Description		Référence
4	Salaires et avantages sociaux	1 356 521	
5	Honoraires professionnels	284 841	
6	Assurances, taxes et permis	24 897	
7	Loyer	86 332	
8	Énergie	16 608	
9	Communications	16 222	
10	Location-équipement	4 351	
11	Fournitures de bureau	13 928	
12	Entretien et services	48 866	
13	Formation et développement	24 423	
14	Transport, hébergement et repas	11 739	
15	Allocation automobile et location de véhicule	8 204	
16	Associations	100 000	
17	Divers	45 451	
18	Amortissements	21 900	
19	**Total des dépenses d'exploitation**	**2 064 283**	
20	Recharges aux autres sociétés	(198 165)	
21	**Recharge du commandité à Intragaz SEC**	**1 866 118**	Annexe 1, ligne 13 et Annexe 1.1, ligne 10, col. 1

ANNEXE 1.3

Calcul du taux d'indexation des recharges du commandité
Basé sur la structure de coût de 2010

	(1)	(2)	(3)	
Description	**Montant ($)**	**Taux d'indexation (%)**	**Taux Pondéré (%)** (Col. 1 / Total X Col. 2)	**Référence**
Salaires et avantages sociaux cadres	990 260	3,00 [1]	1,44	
Salaires et avantages sociaux horaires	366 261	2,50 [2]	0,44	
Autres dépenses d'exploitation	707 762	2,50	0,86	Annexe 1.4, ligne 3
Total des dépenses d'exploitation	**2 064 283**		**2,74**	Annexe 1.1, ligne 10, col. 2

[1] Correspond aux prévisions salariales 2011 (Aon Conseil) utilisées par Intragaz pour 2011
[2] Selon la convention collective d'Intragaz

ANNEXE 1.4

Prévisions d'inflation[1]

Année	Prévisions d'inflation	Référence
2011	2,50%	
2012	2,50%	
2013	2,20%	
2014	2,00%	
2015	2,10%	
Moyenne	**2,26%**	Tableau 8, note 4

[1] Sources : Desjardins Études Économiques, Volume 15 / Hiver 2011

ANNEXE 2

1 **Calcul de la durée moyenne d'amortissement des actifs**

	(1)		(2)	(3)	
2	**Nbr d'année**		**Coût d'acquisition**	**Durée d'amort.**	**Référence**
3	**amort.**	**Description**	**2011-01-01**	**pondérée**	
4			**($)**	**(années)**	
5				(Col. 2 / Total X Col. 1)	
6	N/A	Terrains	1 057 674		
7	N/A	Gaz coussin	15 922 692		
8	40	Servitudes et approbation	2 530 946	0,693995	
9	40	Aménagement	1 179 741	0,323489	
10	40	Réservoir souterrain	8 571 899	2,350446	
11	40	Puits (forage)	60 360 961	16,551194	
12	40	Équipements de puits	2 099 048	0,575567	
13	40	Puits (complétion et essais)	9 129 759	2,503413	
14	40	Conduite de transmission	7 423 727	2,035613	
15	40	Conduite de collecte	4 333 696	1,188315	
16	40	Rejet et collecte des eaux	8 776	0,002407	
17	40	Mécanique et tuyauterie station	5 957 776	1,633644	
18	40	Bâtiments	2 391 515	0,655762	
19	40	Électricité	1 668 577	0,457530	
20	30	Compression	17 267 260	3,551059	
21	30	Déshydratation	1 243 811	0,255793	
22	20	Bouilloire	798 805	0,109518	
23	20	Instrumentation	1 590 419	0,218049	
24	10	Électronique	722 374	0,049519	
25	10	Outillage	375 904	0,025769	
26	5	Informatique-exploitation	698 463	0,023940	
27	5	Équipement et mobilier	54 551	0,001870	
28	5	Matériel roulant	205 965	0,007060	
29	N/A	Pièces de rechange	282 656		
30	N/A	Projets en cours	0		
31		**Total**	**145 876 996**	**33,21**	Intragaz-1, Document 1, section 11 ii

ANNEXE 3

Base de tarification mensuelle
Pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2011
(000 $)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
Description	**1er janvier**	**janvier**	**février**	**mars**	**avril**	**mai**	**juin**	**juillet**	**août**	**septembre**	**octobre**	**novembre**	**décembre**	**Total**	**Moyenne mensuelle**
Immobilisations															
Valeur historique	145 877,0 [1]	145 877,0	145 877,0	146 002,0	146 127,0	146 252,0	146 377,0	146 502,0	146 627,0	146 752,0	146 877,0	146 877,0	146 877,0	1 902 902,0	146 377,1
Amortissement cumulé	38 823,3 [2]	39 111,4	39 399,6	39 687,7	39 975,8	40 263,9	40 552,1	40 840,2	41 128,3	41 416,4	41 704,6	41 992,7	42 280,8	527 178,7	40 552,2
Valeur nette	**107 053,7** [3]	**106 765,6**	**106 477,5**	**106 314,3**	**106 151,2**	**105 988,1**	**105 825,0**	**105 661,8**	**105 498,7**	**105 335,6**	**105 172,5**	**104 884,3**	**104 596,2**	**1 375 723,4**	**105 824,9**
Fonds de roulement															
Encaisse (voir annexe 3.2)	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	1 790,1	137,7
Inventaires	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	469,9	6 108,7	469,9
Total du fonds de roulement	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**607,6**	**7898,8**	**607,6**
Coûts non amortis															
Frais reliés à la dette	158,1	152,0	146,1	140,3	134,5	128,7	122,8	116,9	111,0	105,8	100,6	95,8	91,3	1 603,9	123,4
Total des coûts non amortis	158,1	152,0	146,1	140,3	134,5	128,7	122,8	116,9	111,0	105,8	100,6	95,8	91,3	1 603,9	123,4
Total de la base de tarification	**107 819,4**	**107 525,2**	**107 231,2**	**107 062,2**	**106 893,3**	**106 724,4**	**106 555,4**	**106 386,3**	**106 217,3**	**106 049,0**	**105 880,7**	**105 587,7**	**105 295,1**	**1 385 226,1**	**106 555,9**

Notes
[1] Voir annexe 3.1, ligne 28, colonne 1
[2] Voir annexe 3.1, ligne 28, colonne 2
[3] Voir annexe 3.1, ligne 28, colonne 3
[4] Voir Intragaz-1, Document 1, section 11 iv

ANNEXE 3.1

1 **Détails des actifs d'Intragaz en 000 $ au 1er janvier 2011**

		(1)	(2)	(3)
2	**Description**	**Coût d'acquisition**	**Amort. cumulé**	**Valeur nette**
3	Terrains	1 057,7	0,0	1 057,7
4	Gaz coussin	15 922,7	0,0	15 922,7
5	Servitudes et approbation	2 530,9	870,9	1 660,0
6	Aménagement	1 179,7	472,1	707,6
7	Réservoir souterrain	8 571,9	3 043,9	5 528,0
8	Puits (forage)	60 361,0	13 942,6	46 418,4
9	Équipements de puits	2 099,0	828,8	1 270,2
10	Puits (completion et essais)	9 129,8	1 735,3	7 394,5
11	Conduite de transmission	7 423,7	2 483,0	4 940,7
12	Conduite de collecte	4 333,7	1 260,9	3 072,8
13	Rejet et collecte des eaux	8,8	3,7	5,1
14	Mécanique et tuyauterie station	5 957,8	1 957,4	4 000,4
15	Bâtiments	2 391,5	897,0	1 494,5
16	Électricité	1 668,6	697,4	971,2
17	Compression	17 267,3	6 969,3	10 297,9
18	Déshydratation	1 243,8	418,8	825,0
19	Bouilloire	798,8	425,9	372,9
20	Instrumentation	1 590,4	1 092,1	498,4
21	Électronique	722,4	454,0	268,4
22	Outillage	375,9	327,1	48,8
23	Informatique-exploitation	698,5	683,4	15,1
24	Équipement et mobilier	54,6	53,7	0,8
25	Matériel roulant	206,0	206,0	0,0
26	Pièces de rechange	282,7	0,0	282,7
27	Projets en cours	0,0	0,0	0,0
28	**Total**	**145 877,0**	**38 823,3**	**107 053,7**

ANNEXE 3.2

Calcul du fonds de roulement
Pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2011

	(1)	(2)	(3)	(4)	
Description des variables	**Dépenses ($)**	**Lead/Lag (Jours)**	**Net-Lag (Jours)**	**Fonds de roulement ($)** (col. 1 X col. 3 / 365)	**Référence**
Revenus d'entreposage		35 [1]			
Dépenses d'exploitation	4 581 250				
Portion en main d'œuvre	2 186 235	-12 [2]	23	137 763	
Portion dépenses d'exploitation	2 395 015	-35 [3]	0	0	
				137 763	Annexe 3, ligne 11

[1] Correspond au nombre de jours moyen pour percevoir les revenus
[2] Correspond au nombre de jours moyen pour payer la main-d'œuvre
[3] Correspond au nombre de jours moyen pour payer les autres dépenses

ANNEXE 4

Structure de capital d'Intragaz (2011)

	(1) Pondération (%)	(2) Taux (%)	(3) Taux pondéré (%) (Col. 1 X col. 2)	Référence
Dette	35,16 [1]	5,45 [2]	1,92	
Équité	64,84 [3]	9,09 [4]	5,89	
	100,00		**7,81**	Tableau 6

[1] Correspond à la dette moyenne (annexe 4.1) divisée par la base de tarification de 2011 (annexe 3)

[2] Estimation du coût de la dette d'Intragaz pour 2011 (détail à l'annexe 4.1)

[3] Obtenu par différence : 100 - 35,16 = 64,84

[4] Taux de rendement sur équité approuvé pour Gaz Métro dans la décision R-3770-2010, Phase 2

ANNEXE 4.1

Calcul du coût de la dette
Pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2011
(000 $)

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)
Description	**1er janvier**	**janvier**	**février**	**mars**	**avril**	**mai**	**juin**	**juillet**	**août**	**septembre**	**octobre**	**novembre**	**décembre**	**Total**	**Moyenne mensuelle**
Dette à long terme au début	42 000,0	42 000,0	41 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	35 000,0	35 000,0	33 000,0	31 000,0	499 000,0	38 384,6
Remboursement	0,0	1 000,0	1 000,0						5 000,0		2 000,0	2 000,0	1 000,0	12 000,0	923,1
Dette à long terme à la fin	42 000,0	41 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	40 000,0	35 000,0	35 000,0	33 000,0	31 000,0	30 000,0	487 000,0	37 461,5
Intérêts à taux fixes															
26 M$ @ 6,15215 %		133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3				1 199,7	
15 M$ @ 6,15967 %											77,0	77,0	77,0	231,0	
Intérêts à taux variables															
Portion variable @ 3,50 %		43,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	40,8	26,3	26,3	52,5	46,7	43,8	484,2	
Frais fixes annuels						5,0				50,0		5,0		60,0	
Amortissement des frais reliés à la dette		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	67,2	
Total des frais financiers		182,7	179,7	179,7	179,7	184,7	179,7	179,7	165,2	215,2	135,1	134,3	126,4	2 042,1	
Taux moyen (ligne 16, col 14)/ (ligne 8, col 15)		5,45% [1]													

[1] Voir annexe 4, ligne 5, colonne 2

ANNEXE 5

Structure de capital d'Intragaz (2012)

	(1)	(2)	(3)
	Pondération [1]	**Taux**	**Taux pondéré**
	(%)	**(%)**	**(%)**
			(Col. 1 X col. 2)
Dette	54,00	6,20 [2]	3,35
Équité	46,00	9,09 [3]	4,18
	100,00		**7,53** [4]

[1] Pondération aux fins d'illustration

[2] Coût de la dette utilisé aux fins d'illustration

[3] Taux de rendement sur équité approuvé pour Gaz Métro dans le décision R-3770-2010, Phase 2

[4] Taux de rendement utilisé pour calculer le revenu plafond des années 2012 à 2025 du tableau 8

ANNEXE 6

Calcul de l'économie (000 $) entre le coût de service et les tarifs en vigueur (2010)

	(1)	(2)	(3)	Référence
Pour l'exercice 2011				
Tarif en vigueur à Pointe-du-Lac en 2010	4 493,5 [1]			
Tarif en vigueur à Saint-Flavien en 2010	18 626,0			
Revenus selon tarifs en vigueur (2010)	**23 119,5**			
Revenus estimés selon coût de service (revenu plafond)	18 851,8			Tableau 1
Valeur de l'économie annuelle	**4 267,7** [2]	**18,5%**		
Pour l'exercice 2012				
Tarif en vigueur à Pointe-du-Lac en 2010	4 493,5 [1]			
Tarif en vigueur à Saint-Flavien en 2010	18 626,0			
Revenus selon tarifs en vigueur (2010)	**23 119,5**			
Revenus estimés selon coût de service (revenu plafond)	17 733,1			Tableau 8
Valeur de l'économie annuelle	**5 386,4** [2]	**23,3%**		

[1] Tarif en vigueur à Pointe-du-Lac de mai 2009 à avril 2010 — 4 426,1 $ X 4/12 = 1 475,4 $
Tarif en vigueur à Pointe-du-Lac de mai 2010 à avril 2011 — 4 527,2 $ X 8/12 = 3 018,1 $
4 493,5 $

[2] Une partie de cette réduction (environ 350 k$) provient du fait que Gaz Métro assumera dorénavant les coûts de transport sur TQM

ANNEXE 7

Calcul du revenu requis par site en 2011 (000$)[1]

	(1) Total	(2) SFL	(3) PDL
Dépenses d'exploitation	4 581	2 469	2 112
Charges d'amortissement	3 457	2 609	848
Rendement sur la base de tarification	8 322	7 092	1 230
Impôts présumés	2 491	2 123	368
Revenus requis	18 851	14 293	4 558

[1] Servira de base pour établir un tarif par site en vertu du ou des nouveaux contrats