

**RÉPONSE D'ÉNERGIR, S.E.C. (ÉNERGIR) À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'ACIG**

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT ET DE
MODIFICATION DES CONDITIONS DE SERVICE ET TARIF
À COMPTER DU 1^{ER} OCTOBRE 2025
(PHASE 3)**

PROPOSITION DE FORMULE DE VARIATION DES COÛTS

1. Référence : Dossier R-4328-2025.

Préambule :

Le dossier mentionné en référence portant sur la *Demande d'examen du rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2025* a été déposé à la Régie le 18 décembre 2025.

Il présente les résultats réels de l'année tarifaire 2024-2025.

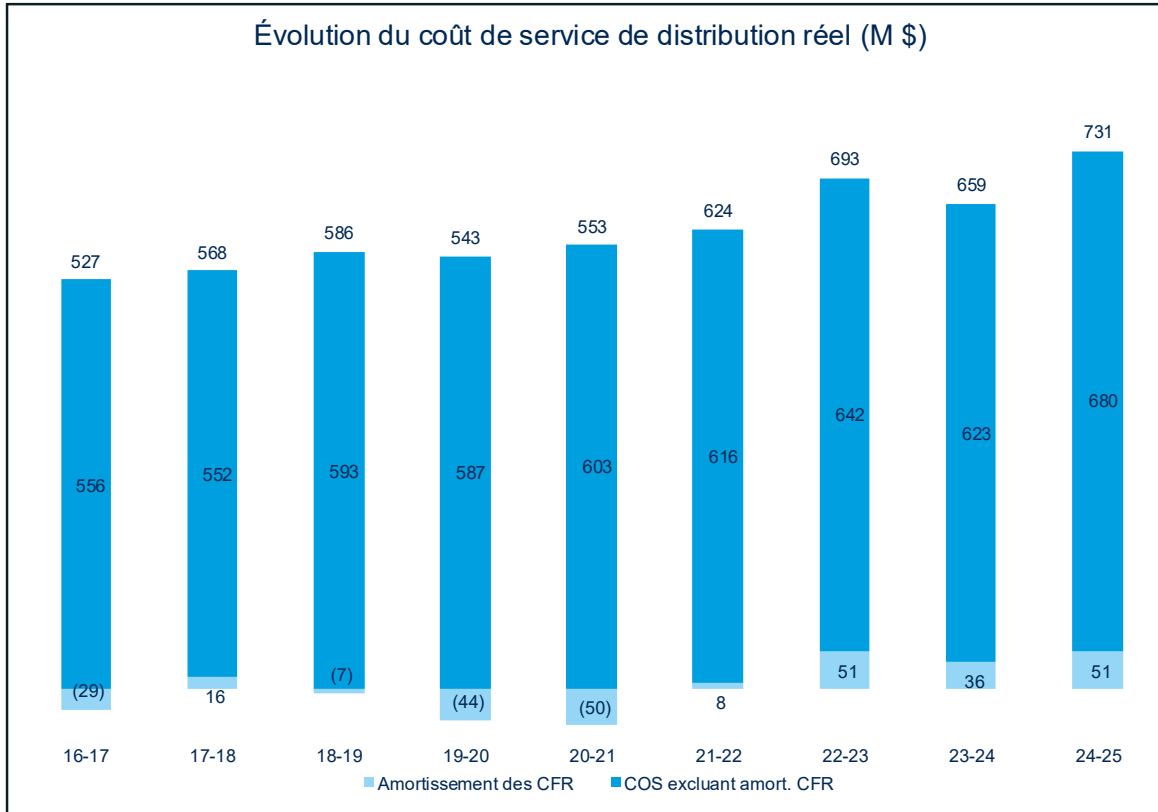
Demande :

1.1 Pour chacun des graphiques du dossier actuel, veuillez fournir les données réelles de l'année tarifaire 2024-2025.

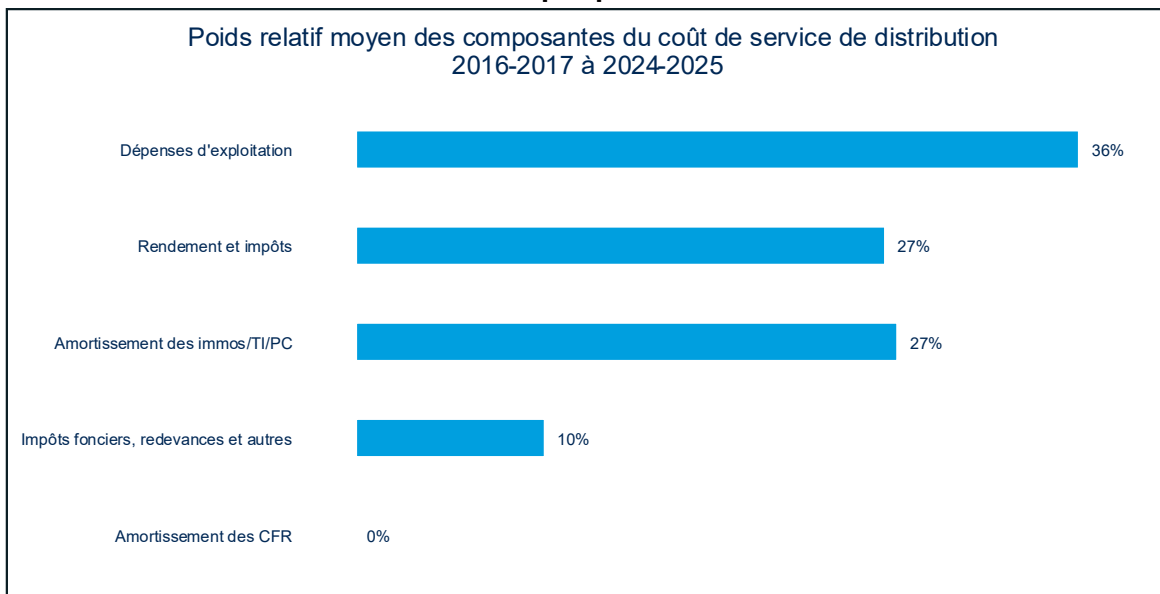
Réponse :

Voici les graphiques qui incluent l'année réelle 2024-2025 et qui n'ont pas déjà été déposés dans la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1.

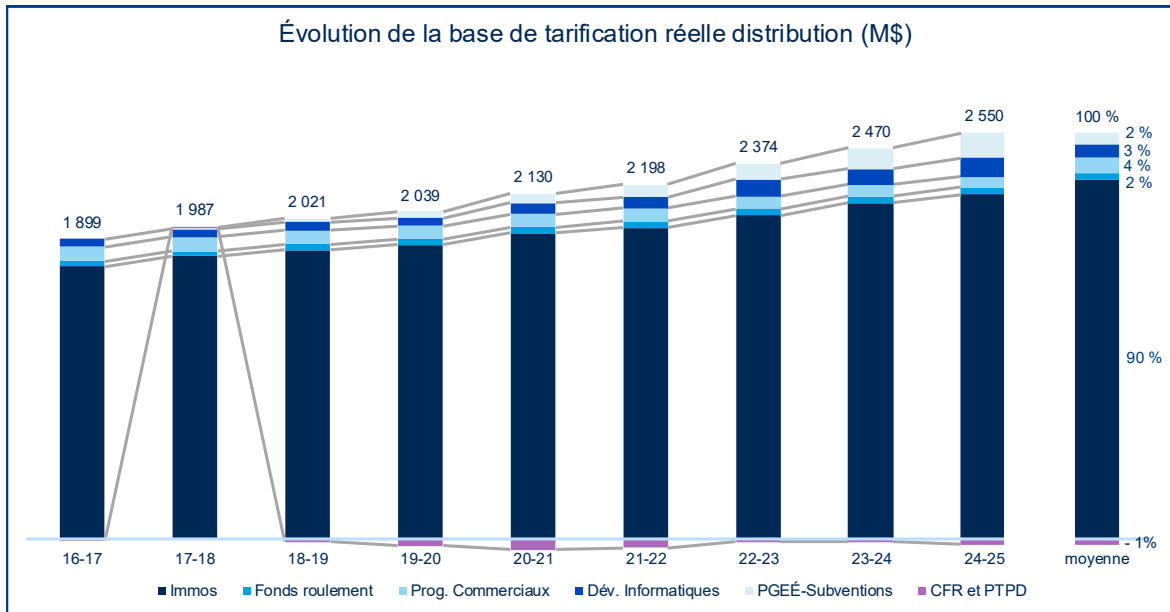
Graphique 1A



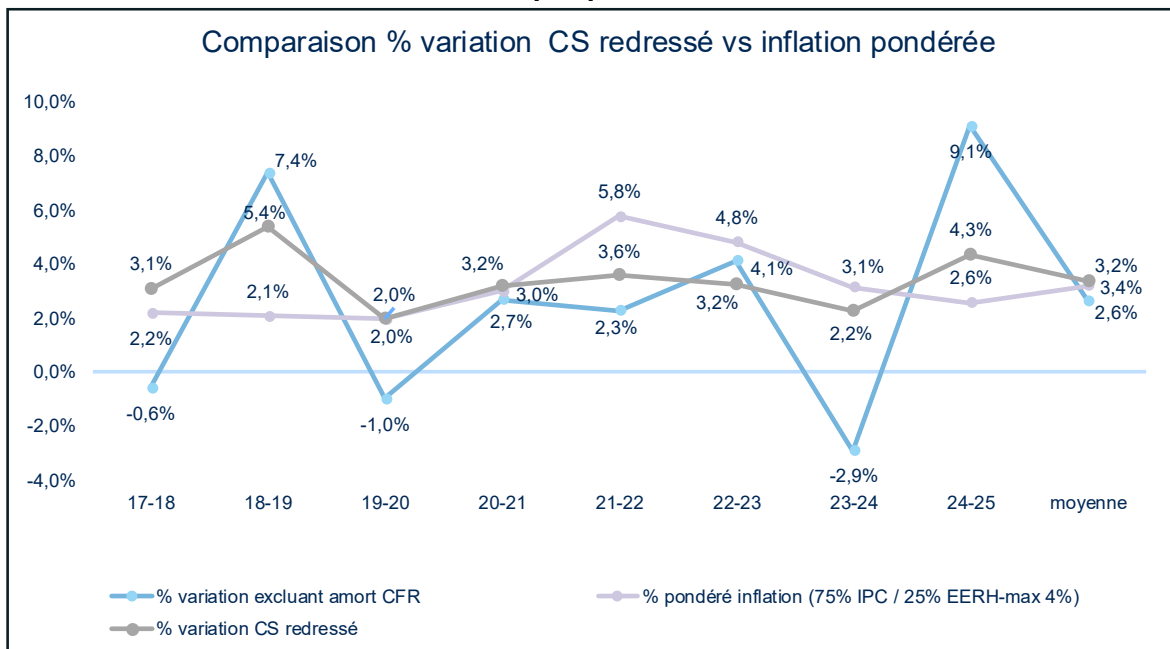
Graphique 3A



Graphique 7A



Graphique 12A



- 2. Références :** (i) Pièce B-0281, page 12, l. à 8 ;
(ii) Pièce B-0281, page 29, l. 8 à 15 ;
(iii) Dossier R-4175-2021, Pièce B-0028, page 1 ;
(iv) Dossier R-4209-2022, Pièce B-0031, page 1 ;
(v) Dossier R-4242-2023, Pièce B-0028, page 1 ;
(vi) Dossier R-4288-2024, Pièce B-0022, page 1 ;
(vii) Dossier R-4328-2025, Pièce B-0022, page 1 ;
(viii) Dossier R-4011-2017, D-2018-067, pages 112 et 113.

Préambule :

Référence (i) :

La référence (i) présente la version la plus récente de la formule paramétrique :

« La version la plus récente de la formule paramétrique se décline comme suit :

$$OPEX_{CTt} = OPEX_{CTt-1} \times (1 + I + G_{CTt} \times 75 \%)$$

où

$OPEX_{CTt-1}$: enveloppe des dépenses d'exploitation autorisée lors de la CT précédente, sans le coût net des services rendus des ASF;

I : indice d'inflation pondéré composé à 75 % de la croissance d'un indice reflétant l'évolution des salaires, dont le maximum est fixé à 4,0 %, et à 25 % de l'IPC;

G : croissance prévue du nombre de clients au moment de déposer la CT, auquel est appliqué un facteur de productivité de 75 %. »

De plus, les notes 2 et 3 de la référence (i) mentionnent que l'indice reflétant l'évolution des salaires est l'indice *EERH*-indice de Statistiques Canada et que l'IPC est l'indice *IPC*-Québec de Statistiques Canada.

Référence (ii) :

La référence (ii) présente la formule proposée pour les frais d'exploitation dans le dossier actuel :

« À l'instar de la formule paramétrique récemment arrivée à échéance, Énergir propose de maintenir une approche similaire pour déterminer l'enveloppe des OPEX, excluant le coût des ASF :

$$OPEX_{CTt} = OPEX_{CTt-1} \times (1 + I)$$

où :

$OPEX_{CTt-1}$: représente l'enveloppe des dépenses d'exploitation autorisée lors de la CT précédente, sans le coût net des services rendus des ASF;

I : correspond à un indice d'inflation pondéré, composé à 75 % de la croissance de l'indice *EERH* (rémunération moyenne), plafonné à 4,0 %, et à 25 % de l'IPC. »

L'ACIG constate que la seule différence est le retrait de la composante Croissance (G).

Références (iii) à (vii) :

À partir des informations fournies aux références (iii) à (vii) montrant l'évolution des dépenses d'exploitation basée sur l'application de la formule paramétrique, l'ACIG a réalisé le tableau suivant qui montre la valeur des dépenses d'exploitation autorisées selon l'application de la formule paramétrique et la valeur des dépenses d'exploitation réelles sur la période 2020-2021 à 2024-2025.

Tableau ACIG – 1 : Dépenses d'exploitation selon la formule paramétrique et dépenses d'exploitation réelles sur la période 2020-2021 à 2024-2025.

| | Dépenses d'exploitation selon la formule paramétrique VS dépenses réelles (000 \$) | | | | |
|----------------------------------|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 |
| Dépenses autorisées excluant ASF | 204 794 | 214 091 | 220 919 | 231 005 | 237 741 |
| Dépenses réelles excluant ASF | 201 807 | 201 092 | 217 416 | 220 710 | 225 719 |
| Écart (Réel - autorisé) | -2 987 | -12 999 | -3 503 | -10 295 | -12 022 |

L'ACIG constate que pour chacune des années la valeur des dépenses autorisées par l'application de la formule paramétrique est plus élevée que la valeur des dépenses d'exploitation réelles.

Cette constatation se vérifie même pour les CT 2023-2024 et 2024-2025 lorsque le facteur G est négatif, comme on peut le constater aux références (vi) et (vii).

Référence (viii) :

La référence (viii) présente la formule générique retenue par la Régie dans le cadre du MRI d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution (le « **Distributeur** »). On y retrouve notamment un facteur X qui prend en considération un gain de productivité que doit atteindre le Distributeur.

La Régie a fixé la valeur de ce facteur à 0,30%.

Demandes :

- 2.1** Étant donné que la formule fournit une valeur systématiquement plus élevée que la valeur réelle des dépenses d'exploitation comme cela est montré au Tableau ACIG - 1, veuillez justifier la proposition de maintenir la même formule.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 5.2 et 5.3 de la demande de renseignement n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, Document 1.

2.2 Veuillez justifier le retrait du facteur G.**Réponse :**

Veuillez s.v.p. vous référer à la section 6.2.1 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1. Comme l'indique Énergir, en absence de faits probants soutenant la pertinence de ce facteur dans un contexte de décroissance du nombre de clients, il est raisonnable de le retirer. Cette proposition s'appuie également sur le rapport de Nera disponible à l'annexe 1 de la même pièce.

Énergir rappelle qu'elle évolue maintenant dans un contexte de diminution du nombre de clients, différent de celui observé au cours des dernières années. Cette diminution ne se traduit pas nécessairement par une réduction proportionnelle de ses coûts, qui sont majoritairement fixes. Ce contexte nouveau pour Énergir implique un processus d'apprentissage et d'ajustement, tout en continuant d'assumer notamment l'entretien et la sécurité de l'ensemble de son réseau, les coûts liés à une main-d'œuvre régie par des conventions collectives ainsi que les coûts liés à l'adaptation du réseau dans le cadre de la transition énergétique.

Énergir rappelle également que le facteur « nombre de clients » contribuait dans le passé à une indexation plus élevée des OPEX. En effet, le nombre de clients a toujours permis d'augmenter le plafond des dépenses, sauf en 2025, la première année affichant une décroissance du nombre de clients.

De plus, la FVC proposée couvre maintenant une plus grande proportion du coût de service, soit environ 90 %, alors qu'auparavant seules les OPEX étaient assujetties à une formule. En proposant la FVC, Énergir accepte un niveau de risque supérieur à une mise à jour tarifaire annuelle complète basée sur les coûts projetés, puisque les tarifs ne seront plus revus chaque année pour tenir compte de la hausse des coûts anticipés. La méthodologie prévoit plutôt une réévaluation complète du coût de services tous les trois ans, laquelle tient compte, le cas échéant, des gains de productivités réalisées par une saine gestion des coûts au cours des derniers exercices. Cela permet d'ajuster à la baisse le point de départ du calcul des coûts et donc d'en faire profiter les clients, comme ce fut le cas lors de la reconduction de la formule paramétrique à la Cause tarifaire 2022-2023 et à la Cause tarifaire 2025-2026.

Énergir est confiante que la FVC proposée l'amènera à maintenir une gestion rigoureuse de ses coûts, tout en lui donnant suffisamment de latitude pour s'adapter aux différents aléas ou changements.

En somme, Énergir juge que la formule proposée permet de bien évaluer le coût de service. Comme démontré au tableau 13 de l'annexe 2 de la preuve B-0318, Énergir-U, Document 1, la croissance moyenne du coût de service de base pour la période de 2017-2018 à 2024-2025 s'élève à 3,29 % comparativement à une croissance moyenne du taux d'inflation proposé de la FVC de 3,21 %, soit un écart de seulement 0,08 %.

- 2.3 Veuillez indiquer s'il y a un niveau de réduction du nombre de clients qui aurait un impact sur les dépenses d'exploitation.

Réponse :

Comme mentionné à la page 32 de la section 6.2.1 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1, il n'existe pas de preuve probante démontrant une corrélation entre une décroissance du nombre de clients et une réduction des dépenses d'exploitation. Énergir peut donc difficilement à ce jour évaluer les impacts sur ses dépenses d'exploitation, d'autant plus que c'est la première fois qu'Énergir doit évaluer et assurer la gestion de ses activités basée sur des prévisions de décroissance de la demande à moyen et long termes.

De plus, Énergir tient à rappeler qu'une grande majorité de ses coûts sont fixes. Ainsi, même dans un contexte de diminution du nombre de clients, elle devra toujours continuer à assurer l'entretien, le maintien et la sécurité de l'ensemble de son réseau et de ses autres actifs, afin d'assurer un service fiable et sécuritaire à la clientèle restante. Par ailleurs, les leviers d'ajustement d'Énergir sont limités, en raison du fait qu'une grande proportion de sa main-d'œuvre est régie par des conventions collectives. En conséquence, une baisse du nombre de clients ne se traduit pas par une réduction proportionnelle de ses dépenses d'exploitation.

- 2.4 Veuillez préciser si l'indice EERH de Statistiques Canada concerne uniquement les salaires ou s'il inclut également les avantages sociaux et plus spécifiquement les ASF.

Réponse :

EERH représente l'indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les industries, excluant les heures supplémentaires pour le Québec, comme publié par Statistique Canada au tableau n° 14-10-0203-01 - moyenne mobile 36 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs. Il n'inclut donc pas les avantages sociaux et plus spécifiquement les ASF.

- 2.5 Veuillez commenter la possibilité d'inclure un facteur lié à un gain de productivité dans la formule paramétrique des dépenses d'exploitation d'Énergir comme cela a été fait pour le Distributeur.

Réponse :

Énergir réitère que sa proposition actuelle se veut une formule globale simple et transparente, qui s'inspire des modes d'allègement réglementaire passés et qui atteint l'objectif d'allègement réglementaire recherché. Si cela apparaissait requis, des changements à la FVC pourraient être apportés lors d'un prochain cycle tarifaire.

De plus, comme mentionné à la section 8 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1, l'ajout d'un facteur de productivité est généralement associé à des mécanismes incitatifs, ce qui n'est pas l'approche préconisée par Énergir dans le présent dossier.

Veuillez également vous référer à la réponse à la question 2.2.

3. **Références :** (i) Dossier R-4175-2021, Pièce B-0028, pages 1 et 2 ;
(ii) Dossier R-4209-2022, Pièce B-0031, pages 1 et 2 ;
(iii) Dossier R-4242-2023, Pièce B-0028, pages 1 et 2 ;
(iv) Dossier R-4288-2024, Pièce B-0022, pages 1 et 2 ;
(v) Dossier R-4328-2025, Pièce B-0022, pages 1 et 2.

Préambule :

À partir des informations fournies à la page 2 des références mentionnées ci-dessus, le tableau suivant préparé par l'ACIG présente la valeur annuelle des dépenses d'exploitation, la croissance annuelle de ces dépenses, ainsi que la proportion des dépenses selon les trois composantes « Salaires », « Avantages sociaux » et « Autres dépenses ». Le tableau suivant présente également la valeur annuelle de chacune des composantes en utilisant les proportions fournies.

Tableau ACIG – 2 : Composantes des dépenses d'exploitations réelles

| | Dépenses d'exploitation réelles (000 \$) | | | | | Moyenne |
|------------------------|--|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | |
| Dépenses réelles (000) | 228 983 | 231 798 | 240 369 | 238 300 | 243 929 | |
| Croissance (%) | | 1,2% | 3,7% | -0,9% | 2,4% | 1,6% |

| Proportion (%) | | | | | | |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Salaires | 51,6% | 50,2% | 50,6% | 52,2% | 52,7% | 51,4% |
| Avantages sociaux | 25,2% | 25,9% | 24,8% | 22,7% | 22,5% | 24,0% |
| Autres dépenses | 23,2% | 23,9% | 24,6% | 25,1% | 24,8% | 24,6% |
| | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

| Dépenses réelles (000) | | | | | |
|------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Salaires | 118 155 | 116 363 | 121 627 | 124 393 | 128 551 |
| Avantages sociaux | 57 704 | 60 036 | 59 612 | 54 094 | 54 884 |
| Autres dépenses | 53 124 | 55 400 | 59 131 | 59 813 | 60 494 |
| Total | 228 983 | 231 798 | 240 369 | 238 300 | 243 929 |

L'ACIG constate que la composante Salaires et la composante Avantages sociaux représentent ensemble en moyenne 76 % du total des dépenses, soit 51,4 % pour la composante Salaires, et 24,6 % pour la composante Avantages sociaux.

Le tableau suivant présente la croissance annuelle de chacune des composantes des dépenses d'exploitation ainsi que la valeur des indices de Statistiques Canada fournies à la page 1 des références mentionnées ci-dessus.

Tableau ACIG – 3
Croissance annuelle des composantes des frais d'exploitations
et croissance des indices de référence

| | Croissance annuelle des composantes | | | | | Mo |
|-----------------------|-------------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|----|
| | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | |
| Croissance (%) | | | | | | |
| Salaires | | -1,5% | 4,5% | 2,3% | 3,3% | 2 |
| Avantages sociaux | | 4,0% | -0,7% | -9,3% | 1,5% | -1 |
| Autres dépenses | | 4,3% | 6,7% | 1,2% | 1,1% | 3 |
| Salaire + Avantages | | 0,3% | 2,7% | -1,5% | 2,8% | 1 |
| Inflation StatCan (%) | | | | | | |
| EERH | 3,8% | 4,9% | 5,0% | 4,2% | 3,4% | 4 |
| IPC | 1,7% | 1,6% | 5,7% | 5,8% | 3,6% | 4 |

L'ACIG constate que la croissance annuelle réelle de chacune des composantes des dépenses d'exploitation est systématiquement inférieure à la croissance des indices EERH et IPC de Statistiques Canada.

Demandes :

- 3.1** Veuillez préciser si la valeur de la composante Avantages sociaux inclut les Avantages sociaux futures (ASF).

Réponse :

Énergir confirme que la valeur de la composante *Avantages sociaux* dans le tableau ACIG – 3 ci-dessus inclut les *Avantages sociaux futurs* (ASF).

- 3.2** Veuillez justifier la pondération de 75 % pour la portion Salaires de l'indice I de la formule paramétrique présentée en préambule de la demande 1.

Réponse :

Comme dans la version précédente de la formule paramétrique, les proportions de l'indice d'inflation pondéré de 75 % pour les salaires et de 25 % pour les autres dépenses sont maintenues, puisqu'elles demeurent représentatives du poids relatif de chacune de ces catégories de dépenses sur l'ensemble du budget d'exploitation, tel que le démontre le tableau suivant :

Tableau Q-3.2¹

| | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | Moyenne |
|-------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|---------|
| Salaires et avantages sociaux | 76,8% | 76,1% | 75,4% | 74,9% | 75,2% | 75,7% |
| Autres dépenses | 23,2% | 23,9% | 24,6% | 25,1% | 24,8% | 24,3% |
| Total dépenses d'opération | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

3.3 Étant donné que la formule paramétrique a systématiquement surestimé les frais d'exploitation, veuillez justifier de proposer la même formule avec les mêmes indices, tout en enlevant le facteur G.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer aux réponses aux questions 2.1 et 2.2.

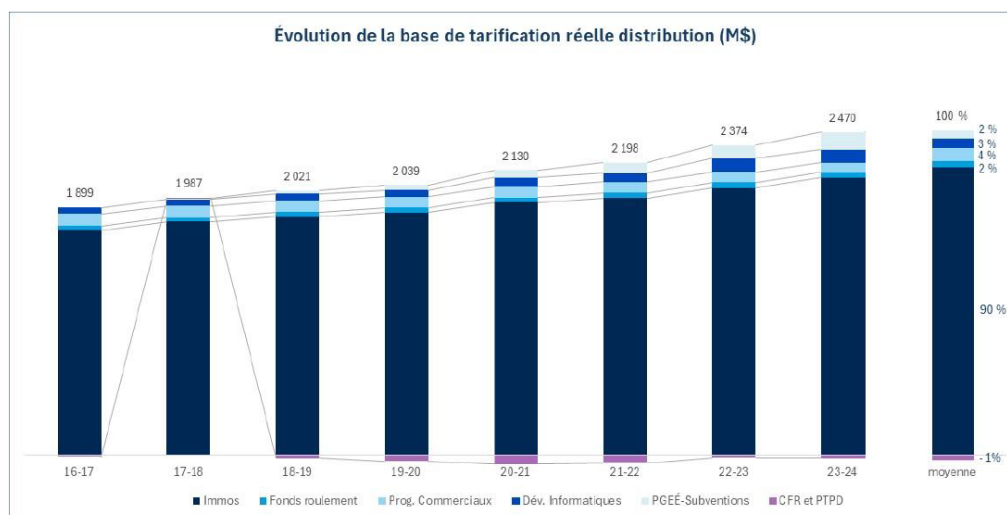
4. Références : (i) Pièce B-0281, pages 16 et 18 ;
(ii) Dossier R-4328-2025, pièce B-0029 et pièce B-0033.

Préambule :

Référence (i) :

La page 16 de la référence (i) présente le graphique suivant qui montre les diverses composantes de la base de tarification, notamment les immobilisations.

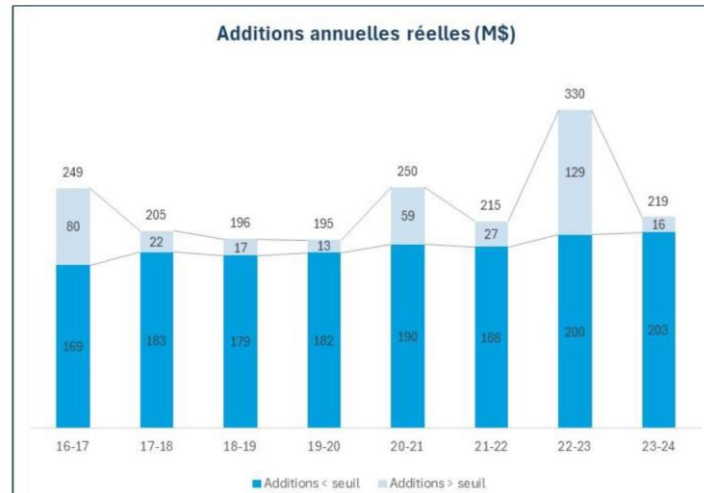
Graphique 7



¹ Sources : R-4175-2021, pièce B-0158, p. 2; R-4209-2022, pièce B-0031, p. 2; R-4242-2023, pièce B-0028, p. 2; R-4288-2024, pièce B-0022, p. 2 et R-4328-2025, B-0022, p. 2.

La page 18 de la référence (i) présente le graphique suivant qui montre les investissements additionnels annuels pour les projets dont le coût est supérieur à 4 M\$ et pour l'ensemble des autres investissements.

Graphique 8



Référence (ii) :

La pièce B-0029 de la référence (ii) déposée sous pli confidentiel présente la base de tarification de la CT 2024-2025.

La pièce B-0033 de la référence (ii) présente les additions réelles la base de tarification de la CT 2024-2025.

Demandes :

4.1 Pour chacune des CT, veuillez fournir la valeur de la composante Immos de la base de tarification présentée au graphique 7.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.4 de la demande de renseignements n° 3 de la FCEI, à la pièce Énergir-V, Document 6.

4.2 Veuillez compléter le graphique 7 en fournissant la valeur de la composante Immos de la base de tarification réelle présentée à la CT 2024-2025.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 3.4 de la demande de renseignements n° 3 de la FCEI, à la pièce Énergir-V, Document 6.

4.3 Veuillez indiquer si les investissements dont le coût est supérieur à 4 M\$ présentés au graphique 8 sont dus à la croissance des besoins. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Les investissements dont le coût est supérieur à 4 M\$, présentés au graphique 8, peuvent découler de divers facteurs : croissance des besoins, remplacement d'équipements, déplacement de conduites à la demande du ministère des Transports et de la Mobilité durable du Québec (MTMD), etc.

Énergir rappelle que chaque projet excédant ce seuil a fait l'objet du dépôt d'une preuve complète détaillant les objectifs, la justification, les coûts ainsi que l'impact tarifaire. Ces projets ont par la suite été analysés et approuvés individuellement par la Régie.

4.4 Pour chacune des CT présentées au graphique 8 veuillez fournir la valeur des investissements annuels sous le seuil de 4 M\$ qui sont ajoutés à la base de tarification en distinguant :

- Les immobilisations liées au maintien des actifs;
- Les immobilisations liées à la croissance des besoins;
- S'il y a lieu, identifier les autres types d'immobilisations.

Réponse :

Il n'est pas possible pour Énergir de procéder à une telle segmentation, puisque le suivi des investissements n'est pas effectué selon cette catégorisation à l'interne.

4.5 Veuillez compléter le graphique 8 en fournissant la valeur des additions réelles de la CT 2024-2025 selon les mêmes composantes que celles indiquées à la demande 4.4.

Réponse :

Énergir ne peut compléter le graphique 8 selon les mêmes composantes que celles indiquées à la question 4.4, puisqu'une telle segmentation n'est pas disponible.

- 5. Références :** (i) Pièce B-0281, page 24, l. 4 à 6.
(ii) Pièce B-0281, page 53
(iii) Pièce B-0232, pages 23 et 25

Préambule :

Référence (i) :

« 5.2.5.1 Une croissance en grande partie stable et prévisible

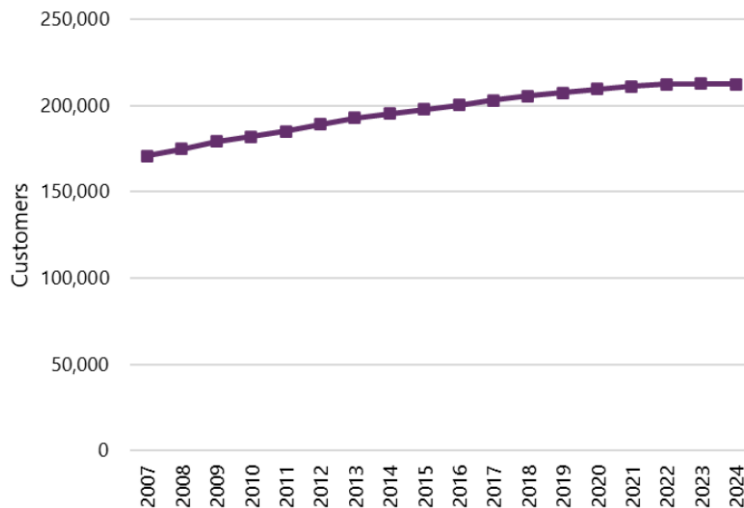
À partir des analyses précédentes sur le coût de service et ses diverses composantes, il appert que la plus grande proportion du coût de service présente une croissance relativement stable et de nature prévisible. »

Référence (ii) :

La référence (ii) présente la figure suivante qui montre l'évolution du nombre de clients d'Énergir.

On peut constater un plafonnement de l'augmentation du nombre de clients en 2023 et une diminution en 2024.

Figure 1: Number of Customers, 2007-2024



Sources: 2018-2023: Énergir annual reports for Régie regulatory filings. 2007-2017: Response to Régie questions, R-3867-2013.

Référence (iii) :

La référence (iii) présente l'information suivante :

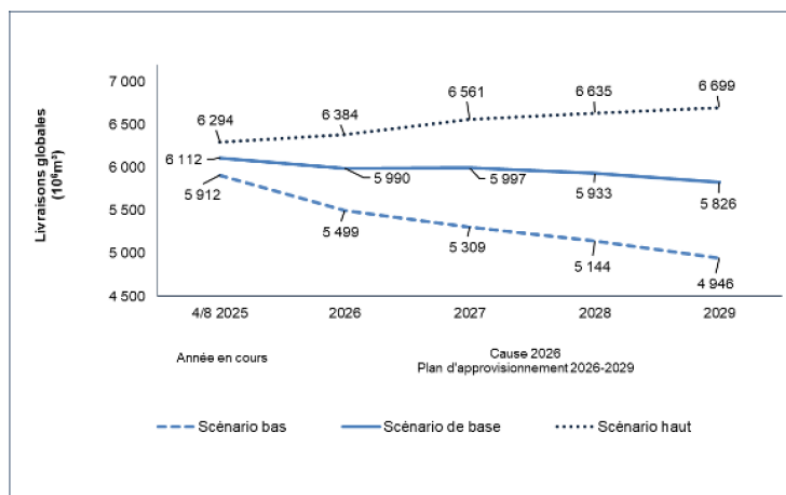
Tableau 17

**Nombre anticipé de clients
Révision volumétrique 4/8 2024-2025
et Cause tarifaire 2025-2026**

| Nombre de clients | Total |
|-------------------|---------|
| 4/8 2024-2025 | 211 228 |
| CT 2025-2026 | 209 983 |

Graphique 1

**Scénarios de base, bas et haut
Livraisons globales 2025-2029
(avant interruptions)**



L'ACIG constate que la réduction du nombre de clients se poursuit et que selon le scénario de base, il est prévu une diminution des livraisons de gaz.

Selon l'ACIG, la conclusion d'Énergir énoncée à la référence (i) à l'effet que « *la plus grande proportion du coût de service présente une croissance relativement stable et de nature prévisible* », pourrait ne pas s'avérer dans le nouveau contexte de réduction anticipée, notamment concernant les immobilisations.

Demande :

- 5.1** Dans le contexte de réduction du nombre de clients et de réduction des livraisons de gaz, veuillez identifier les types d'immobilisations qui auraient pour effet d'augmenter la base de tarification d'Énergir.

Réponse :

Malgré un contexte de réduction graduelle du nombre de clients et des volumes livrés, la pertinence du réseau gazier demeure entière. Grâce à des initiatives comme la biénergie, la complémentarité entre le réseau gazier et le réseau électrique a été clairement démontrée, particulièrement en période de pointe. Cette complémentarité permet de répondre aux enjeux de capacité d'Hydro-Québec à moindres coûts pour la société.

Ainsi, la diminution du nombre de clients ou des volumes distribués n'est pas corrélée automatiquement à une réduction des actifs inclus dans la base de tarification, puisque la grande majorité de ces actifs doit être maintenue afin d'assurer un service fiable à la clientèle restante. Des projets de développement du réseau continueront d'être réalisés dans les secteurs où l'usage du gaz naturel présente une valeur ajoutée. De nouveaux projets liés au gaz de source renouvelable (GSR) verront également le jour.

De plus, les projets visant l'amélioration et l'adaptation du réseau devront être maintenus, afin d'assurer la pérennité de celui-ci. Les actifs nécessaires aux opérations – comme les bureaux d'affaires, les véhicules et machineries lourdes, les outils technologiques – demeureront essentiels aux activités d'Énergir, et des réinvestissements seront requis.

Énergir anticipe donc, pour l'instant, des besoins d'investissement croissants. Si cela apparaissait requis, des changements à la FVC pourraient être apportés lors d'un prochain cycle tarifaire.

- 6. Références :** (i) B-0281, page 28 ;
(ii) B-0281, page 27 ;
(iii) B-0281, page 37.

Préambule :**Référence (i) :**

La référence (i) mentionne qu'Énergir propose de fixer l'indice EERH selon la moyenne des 36 mois se terminant au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs et l'indice IPC-Québec selon la moyenne des 12 mois se terminant au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs.

Selon la compréhension de l'ACIG, l'évaluation de l'indice EERH pour la CT 2026-2027 est obtenue en divisant la moyenne des valeurs de statistiques Canada de mars 2022 à février 2025 (36 mois) par la moyenne des valeurs de mars 2019 à février 2022.

Pour l'indice IPC, il correspondrait à la moyenne des valeurs de statistiques Canada de mars 2024 à février 2025 (12 mois) par la moyenne des valeurs de mars 2024 à février 2024.

Référence (ii) :

La référence (ii) indique que l'indice composite proposée pour l'OPEX correspond à une pondération de 75 % de l'indice EERH et 25 % de l'indice IPC-Québec.

Tableau 1

Établissement du coût de service de l'année t2 2026-2027 à partir de la FVC

| 1) CS de base établi par les indices | | + | 2) Ajustements à la marge (projection distincte) | |
|--------------------------------------|--|---|--|----------------------------|
| Composantes du CS | % de croissance | | | |
| OPEX | Formule paramétrique (75 %-EERH / 25 %-IPC) | + | CFR | Rendement et amortissement |
| Impôts fonciers et autres | IPC | | ASF | |
| Amortissement | IPC | | PGÉÉ | |
| Rendement et impôts | IPC | | Projets majeurs | |
| | | | Contribution GES | |

Référence (iii) :

Selon la référence (iii), l'indice applicable pour la CT 2026-2027 est de 2,0 % pour l'IPC-Québec et 3,5 % pour l'indice composite.

L'ACIG évalue qu'en considérant une valeur de 2,0 % pour l'indice IPC-Québec et la valeur de 3,5 % pour l'indice composite, cela correspond à une valeur de 4 % pour l'indice EERH.

Demandes :

- 6.1 Veuillez confirmer la compréhension de l'ACIG mentionnée en préambule concernant l'évaluation de l'indice EERH et de l'indice IPC-Québec.

Réponse :

La compréhension de l'ACIG sur le calcul de l'indice EERH et de l'indice IPC-Québec n'est pas tout à fait juste. Veuillez s.v.p. vous référer à la réponse à la question 6.1.1.

- 6.1.1. Dans le cas contraire, veuillez fournir les données et le détail du calcul pour la détermination de chacun de ces indices.

Réponse :

L'indice EERH pour la Cause tarifaire 2026-2027 est obtenu en calculant la moyenne de la croissance de l'indice EERH publiée par Statistique Canada de janvier 2023 à décembre 2025 (36 mois), basé sur la date de diffusion de la fin février 2026. Le tableau suivant présente les données mensuelles ainsi que le détail du calcul. La croissance (c'est-à-dire la variation) est calculée chaque mois en comparant la valeur du mois courant à celle du même mois de l'année précédente (ex. : (dollars courants 2025-01 / dollars courants 2024-01) - 1). La moyenne de la croissance de l'indice EERH est ensuite calculée sur la croissance des 36 mois de janvier 2023 à décembre 2025 et se chiffre à 4,12 %. Étant donné que la formule paramétrique prévoit un plafond de 4 % pour l'indice EERH, la Cause tarifaire 2026-2027 retiendra donc ce maximum.

Tableau Q-6.1.1 a)

**Rémunération hebdomadaire moyenne selon l'industrie au Québec,
Données mensuelles non désaisonnalisées
(ensemble des salariés excluant le temps supplémentaire) ¹**

| | Dollars courants | Variation | Variation moyenne |
|---------|------------------|-----------|-------------------|
| 2023-01 | 1 103,28 | 3,23% | |
| 2023-02 | 1 096,42 | 1,35% | |
| 2023-03 | 1 107,99 | 0,37% | |
| 2023-04 | 1 109,24 | 2,84% | |
| 2023-05 | 1 124,50 | 4,09% | |
| 2023-06 | 1 136,40 | 3,56% | |
| 2023-07 | 1 130,98 | 4,52% | |
| 2023-08 | 1 142,61 | 5,79% | |
| 2023-09 | 1 124,17 | 3,72% | |
| 2023-10 | 1 135,93 | 4,75% | |
| 2023-11 | 1 168,18 | 7,50% | |
| 2023-12 | 1 128,70 | 2,24% | |
| 2024-01 | 1 143,28 | 3,63% | |
| 2024-02 | 1 160,52 | 5,85% | |
| 2024-03 | 1 146,70 | 3,49% | |
| 2024-04 | 1 156,26 | 4,24% | |
| 2024-05 | 1 178,37 | 4,79% | |
| 2024-06 | 1 163,48 | 2,38% | |
| 2024-07 | 1 187,20 | 4,97% | |
| 2024-08 | 1 198,26 | 4,87% | |
| 2024-09 | 1 194,58 | 6,26% | |
| 2024-10 | 1 222,28 | 7,60% | |
| 2024-11 | 1 193,34 | 2,15% | |
| 2024-12 | 1 208,86 | 7,10% | |
| 2025-01 | 1 211,53 | 5,97% | |
| 2025-02 | 1 209,97 | 4,26% | |
| 2025-03 | 1 207,93 | 5,34% | |
| 2025-04 | 1 215,21 | 5,10% | |
| 2025-05 | 1 225,99 | 4,04% | |
| 2025-06 | 1 223,34 | 5,14% | |
| 2025-07 | 1 245,27 | 4,89% | |
| 2025-08 | 1 231,69 | 2,79% | |
| 2025-09 | 1 235,37 | 3,41% | |
| 2025-10 | 1 231,22 | 0,73% | |
| 2025-11 | 1 227,42 | 2,86% | |
| 2025-12 | 1 239,64 | 2,55% | 4,12% |

¹ Source : EERH-indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les industries, excluant les heures supplémentaires, pour le Québec tel que publié par Statistique Canada au tableau no 14-10-0203-01 - moyenne mobile 36 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs [consulté le 26 février 2026].

L'indice IPC-Québec de 2,46 % pour la Cause tarifaire 2026-2027 est obtenu en calculant la moyenne de la croissance de l'IPC-Québec publiée par Statistique Canada de janvier 2025 à décembre 2025 (12 mois), basé sur la date de diffusion fin février 2026. On peut voir dans le tableau suivant les données mensuelles ainsi que le détail du calcul. La logique de calcul est la même que pour l'indice EERH, à l'exception du fait que la période s'étale sur 12 mois.

Tableau Q-6.1.1 b)

IPC-Québec, non désaisonnalisé (ensemble des produits) ¹

| | Dollars courants | Variation | Variation moyenne |
|---------|------------------|-----------|-------------------|
| 2025-01 | 157,60 | 1,81% | |
| 2025-02 | 158,60 | 1,99% | |
| 2025-03 | 159,70 | 1,91% | |
| 2025-04 | 160,40 | 2,17% | |
| 2025-05 | 160,90 | 1,71% | |
| 2025-06 | 161,00 | 2,22% | |
| 2025-07 | 161,60 | 2,34% | |
| 2025-08 | 161,90 | 2,66% | |
| 2025-09 | 162,60 | 3,30% | |
| 2025-10 | 162,90 | 3,17% | |
| 2025-11 | 162,60 | 3,04% | |
| 2025-12 | 162,60 | 3,24% | 2,46% |

¹ Source: IPC-Québec tel que publié par Statistique Canada au tableau no 18-10-0004-01 – moyenne mobile 12 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs [consulté le 26 février 2026].

6.2 Veuillez justifier de considérer une moyenne de 36 mois pour l'indice EERH.

Réponse :

Veuillez s.v.p vous référer à la réponse à la question 5.3 de la demande de renseignements n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, Document 1, où Énergir fait la démonstration qu'il y a une corrélation entre l'indice EERH dans la formule paramétrique et l'évolution des salaires moyens réels.

De plus, utiliser un indice de salaires calculé sur 36 mois est adéquat parce que les salaires évoluent lentement et par cycles longs, généralement déterminés par des conventions collectives pluriannuelles. Cette période plus longue permet de lisser les variations ponctuelles, d'éviter que des ajustements exceptionnels ne faussent l'indice et de mieux refléter la tendance structurelle et stable de la rémunération. En somme, un horizon de 36 mois capture fidèlement l'évolution réelle des salaires, qui ne réagit pas aux fluctuations économiques de court terme.

- 6.3** Veuillez confirmer la valeur de 4 % évaluée par l'ACIG pour l'indice EERH utilisé pour le calcul de l'indice composite.

Réponse :

Énergir confirme que le calcul est exact, mais qu'il s'agit d'une hypothèse pour fins d'illustration.

- 6.3.1.** Dans le cas contraire, veuillez fournir les données et le détail du calcul qui a permis d'obtenir la valeur de 3,5 % pour l'indice composite.

Réponse :

s. o.

- 6.4** Veuillez indiquer quelle serait la valeur de l'indice EERH en retenant la même période de 12 mois que celle retenue pour l'IPC-Québec.

Réponse :

Selon la publication de l'indice EERH de Statistique Canada diffusée à la fin de février 2026, la moyenne de la croissance de l'indice EERH sur 12 mois s'établirait à 3,92 %, tel qu'illustré dans le tableau suivant:

Tableau Q-6.4

**Rémunération hebdomadaire moyenne selon l'industrie au Québec,
données mensuelles non désaisonnalisées
(ensemble des salariés, excluant le temps supplémentaire) ¹**

| | Dollars courants | Variation | Variation moyenne |
|---------|------------------|-----------|-------------------|
| 2025-01 | 1 211,53 | 5,97% | |
| 2025-02 | 1 209,97 | 4,26% | |
| 2025-03 | 1 207,93 | 5,34% | |
| 2025-04 | 1 215,21 | 5,10% | |
| 2025-05 | 1 225,99 | 4,04% | |
| 2025-06 | 1 223,34 | 5,14% | |
| 2025-07 | 1 245,27 | 4,89% | |
| 2025-08 | 1 231,69 | 2,79% | |
| 2025-09 | 1 235,37 | 3,41% | |
| 2025-10 | 1 231,22 | 0,73% | |
| 2025-11 | 1 227,42 | 2,86% | |
| 2025-12 | 1 239,64 | 2,55% | 3,92% |

¹ Source : EERH-indice de la rémunération moyenne non désaisonnalisée, pour toutes les industries, excluant les heures supplémentaires, pour le Québec tel que publié par Statistique Canada au tableau no 14-10-0203-01 - moyenne mobile 36 mois disponible au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs [consulté le 26 février 2026].

6.5 Veuillez confirmer que la valeur de 2,0 % de l'IPC-Québec indiquée à la référence (iii) correspond à la moyenne des 12 mois se terminant au mois de février précédant l'entrée en vigueur des tarifs, soit de mars 2024 à février 2025, par rapport à la moyenne des 12 mois se terminant en février 2024.

Réponse :

Énergir confirme que le 2 % n'était qu'une hypothèse pour fins d'illustration.

6.5.1. Dans le cas contraire, veuillez fournir les données et le détail du calcul qui a permis d'obtenir la valeur de 2,0%.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer au tableau Q-6.1.1 b) de la réponse à la question 6.1.1 ci-dessus, qui permet d'illustrer le fonctionnement du calcul.

7. **Référence :** (i) B-0281, page 37 ;
(ii) B-0281, page 18 ;
(iii) B-0281, page 17 ;
(iv) B-0281, page 27.

Préambule :

Référence (i) :

La référence (i) présente le Tableau 2 « Simulation de la CT 2026-2027 ».

Concernant la base de tarification, on y retrouve à la colonne (2) la valeur de 2 493 248 \$ de la CT 2025-2026 assujettie aux indices pour le calcul de la base de tarification de la CT 2026-2027.

En appliquant à cette valeur l'indice IPC de 2 %, on obtient la valeur de 2 543 113 \$ de la colonne (5).

Référence (ii) :

La référence (ii) présente les additions annuelles à la base de tarification pour les projets inférieurs au seuil de 4 M\$ et les projets supérieurs à ce seuil.

Référence (iii) :

La référence (iii) mentionne que les additions supérieures au seuil de 4 M\$ défini par le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*, sont des « projets majeurs ».

Référence (iv) :

Au tableau de la référence (iv), il est indiqué que les projets majeurs font l'objet d'un ajustement à la marge pour le rendement et l'amortissement.

Demandes :

- 7.1 Veuillez préciser si la valeur de 2 493 248 \$ de la base de tarification de la CT 2025-2026 de la référence (i) inclut les additions des projets majeurs des CT antérieurs présentées à la référence (ii).

Réponse :

Énergir confirme que la valeur de 2 493 248 \$ de la base de tarification de la référence (i) inclut les additions des projets majeurs antérieurs présentées à la référence (ii).

- 7.2 Si oui, veuillez justifier d'appliquer l'IPC-Québec à une valeur qui inclut des projets majeurs.

Réponse :

Comme indiqué à la réponse à la question 9.2 à la demande de renseignements n° 9 de la Régie, à la pièce B-0317, Énergir-V, Document 1, il n'est pas possible d'établir une base de tarification distincte pour les investissements situés sous le seuil et ceux situés au-dessus du seuil.

En excluant les éléments présentant une grande variabilité, comme les CFR, le PGEÉ et le PTPD, la valeur résiduelle de la base ainsi obtenue est majoritairement attribuable aux investissements en immobilisations, en développement informatique et aux programmes commerciaux. Le tableau 9 de l'annexe 2 de la pièce B-0318, Énergir-U, Document 1 présente la variation annuelle moyenne de la base de tarification, excluant les CFR, le PGEÉ et le PTPD, laquelle s'établit à 3,04 %. Ce résultat est similaire à la variation annuelle moyenne de l'IPC-Québec réel, qui est de 2,99 %. La croissance moyenne de la base de tarification, incluant les projets majeurs, évolue donc à un rythme comparable à celui de l'IPC.

La base de tarification représente une vue cumulative des investissements nets. L'IPC sera appliqué sur la valeur de la base de tarification de l'an 1 qui inclut les projets majeurs, puisque ceux-ci auront un impact jusqu'au terme de leur période d'amortissement. La durée d'amortissement des projets majeurs excédant le cycle triennal d'application de la FVC, ceux-ci doivent donc être considérés dans la base de tarification de l'ensemble de ce cycle.

Certes, l'ajout de projets majeurs peut ponctuellement entraîner une certaine variabilité, c'est pourquoi Énergir propose d'apporter des ajustements marginaux à la base de tarification afin de refléter l'intégration de nouveaux projets majeurs autorisés par la Régie, qui ne sont pas inclus à la base de tarification de l'année 1 du cycle pluriannuel.

8. **Référence :**
- (i) B-0281, p. 5, l. 7 à 15 ;
 - (ii) B-0281, p. 31, l. 5 à 9 ;
 - (iii) B-0281, p. 40, l. 1 à 11 ;
 - (iv) B-0281, Annexe 1, Rapport NERA.
 - (v) *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. 6.01, article 48.1 ;
 - (vi) *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRQ, c. 6.01, article 49.

Préambule :

Référence (i) :

« Bien que comportant un certain niveau de risque, la proposition de FVC a l'avantage de n'être applicable que pour une période d'une année, étant donné qu'elle pourrait être révisée et adaptée, le cas échéant, pour le premier cycle triennal de 2028-2030. En effet, cette première année d'application de la FVC proposée constituera une période d'apprentissage et d'observations, au cours de laquelle Énergir pourra tirer des constats quant à la performance, la robustesse et la pertinence des paramètres retenus. Énergir pourra donc réviser et adapter la FVC à l'issue de cette première année, afin de s'assurer qu'elle demeure conforme aux objectifs de prévisibilité tarifaire, de saine gestion des coûts et d'efficience réglementaire, tout en respectant les modalités de la Loi 24. » (Nos soulignés)

Référence (ii) :

« En plus de ses propres recherches, NERA a eu accès à de la documentation fournie par Énergir, incluant les preuves, les décisions et les rapports d'experts (dont ceux de la firme Pacific Economics Group Research (PEG)) ayant été utilisés dans le cadre de dossiers passés. Les principaux constats de ce rapport sont les suivants : [...] » (Nos soulignés)

Référence (iii) :

« Dans le cadre de ses travaux entourant la détermination de la FVC, Énergir a effectué un balisage sommaire des modes de réglementation chez ses principaux comparables canadiens, soit Atco Gas, Enbridge Gas Ontario, Enbridge Gaz Québec (EGQ) ainsi que Fortis BC. La conclusion générale tirée de ce balisage est que ces entreprises évoluent presque toutes dans un cadre de réglementation incitative ou de mécanisme incitatif à l'exception d'EGQ. Ceci se distingue, entre autres, par l'application d'un facteur de productivité comme l'inclusion d'un facteur X dans leur formule d'ajustement automatique respective. À contrario de ses comparables canadiens en mécanisme incitatif, Énergir demande l'approbation d'une FVC qui sous-tend un mode réglementaire allégé et qui respecte l'esprit de la nouvelle Loi. La demande d'Énergir ne vise pas l'application d'un mécanisme incitatif et ne contient pas de facteur X dont l'élaboration peut nécessiter des études et analyses produites par des consultants externes. » (Nos soulignés)

Référence (v)

« **48.1** La Régie fixe les tarifs et les conditions de service de distribution de gaz naturel applicables, pour une période de 12 mois, à compter du premier jour d'une année tarifaire d'un distributeur de gaz naturel. À cet effet, la Régie, à l'égard d'une période couvrant trois années tarifaires:

1° établit les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel lors de la première année tarifaire et fixe, en fonction de ceux-ci, les tarifs de distribution de gaz naturel applicables au cours de cette première année;

2° détermine, aux fins de l'établissement des revenus requis pour les deux dernières années tarifaires, une formule de variation des coûts qui tient compte notamment d'un surplus ou d'un manque à gagner d'une année tarifaire antérieure; [...] » (Nos soulignés)

Référence (vi) :

« **49.** Lorsque la Régie fixe un tarif de transport ou de distribution d'électricité ou un tarif de distribution de gaz naturel, elle doit notamment:

[...]

4° favoriser des mesures ou des mécanismes incitatifs afin d'améliorer la performance du transporteur ou du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et la satisfaction des besoins de leurs clients; [...] »

Demandes :

- 8.1** En lien notamment avec la référence (i) et la référence (v), mais sans s'y limiter, veuillez indiquer à quel risque et niveau de risque Énergir fait référence. Le cas échéant, veuillez indiquer qui assume ce niveau de risque.

Réponse :

Énergir fait référence au risque voulant que les coûts engendrés au réel surpassent le résultat de la formule. Pour les années intermédiaires, la proposition de FVC entraîne l'établissement de la majeure partie du coût de service en fonction d'indices, plutôt qu'au moyen d'une prévision détaillée. Bien qu'Énergir ait pu démontrer la corrélation entre la croissance moyenne des coûts assujettis à la FVC aux indices moyens de l'IPC et de l'EERH, il subsiste un risque que des écarts annuels, favorables ou défavorables, se produisent. Advenant que le coût de service réel soit supérieur à celui déterminé par l'application de la FVC, un manque à gagner devrait être assumé par les actionnaires en fonction du mode de partage actuel. Énergir pourrait ainsi ne pas atteindre son taux de rendement autorisé.

- 8.2** En lien avec la référence (ii), veuillez fournir la liste de la documentation fournie à NERA avec les documents ou les liens pour accéder auxdits documents.

Réponse :

Tableau Q-8.2

| Documentation fournie à NERA | Dossier |
|---|--------------------|
| Pièce B-0025, Gaz Métro-2, Document 1 Rapport PEG (veuillez s.v.p. vous référer à l'annexe Q-8.2 a)) | R-3693-2009 |
| Décision D-2012-076 portant sur le mécanisme incitatif proposé par le Groupe de travail (veuillez s.v.p. vous référer à l'annexe Q-8.2 b)) | R-3693-2009, ph. 2 |
| Décision D-2013-063 (A-0044) | R-3693-2009, ph. 3 |
| Pièce révisée B-0391 , Gaz Métro-3, Document 1 Proposition d'allégement réglementaire et de modification au mode de partage | R-3879-2014 |
| Décision procédurale D-2015-029 (A-0090) | R-3879-2014, ph. 3 |
| Pièce B-0005 , Énergir-1, Document 1 Document de réflexion portant sur le mécanisme incitatif en distribution envisagé | R-4027-2017 |
| Pièce B-0021 , Énergir-F, Document 3 Réponse d'Énergir à la DDR-1 de la FCEI | R-4076-2018 |
| Pièce révisée B-0148 , Énergir-E, Document 2 Proposition d'un mode réglementaire allégé pour les années financières 2020, 2021 et 2022 | R-4076-2018 |
| Décision sur le fond D-2019-028 (A-0018) | R-4076-2018, ph. 1 |
| Pièce révisée B-0008 , Énergir-E, Document 1 Proposition d'un mode réglementaire allégé pour les années 2022-2023 à 2024-2025 et d'autres mesures permanentes | R-4177-2021 |
| Décision sur le fond D-2022-025 (A-0023) | R-4177-2021, ph. 1 |

- 8.3** En lien avec la référence (iii), veuillez fournir une copie de ce balisage sommaire.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à l'annexe Q-8.3.

- 8.3.1.** Veuillez fournir la liste des distributeurs de gaz qui sont réglementés par province.

Réponse :

Énergir juge que l'intervenant peut lui-même produire l'information relative à cette question.

8.3.2. Veuillez indiquer comment ont été déterminés les comparables canadiens mentionné à cette référence.

Réponse :

La sélection s'est arrêtée aux entités réglementées canadiennes, auxquelles la Régie demande souvent à Énergir de se comparer dans les divers dossiers réglementaires, et ce, dans le but de produire une analyse sommaire.

8.4 En lien avec la référence (iii) et la référence (vi), veuillez indiquer en quoi la formule proposée respecte l'esprit de la loi. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Énergir est d'avis que sa proposition de formule respecte l'esprit des modifications réglementaires apportées par la Loi 24 qui était, notamment, d'alléger le processus réglementaire lors des années intermédiaires des causes tarifaires pluriannuelles. En effet, comme l'indiquait d'ailleurs la Régie dans sa décision D-2026-028 (paragr. 80), l'application de la formule permettra d'établir le revenu requis en distribution lors des années intermédiaires et non en fonction d'un coût de service complet.

8.5 En lien avec la référence (iv), veuillez fournir le mandat qui a été demandé à NERA.

Réponse :

Veuillez s.v.p. vous référer à l'annexe Q-8.5, qui constitue le devis joint aux documents d'appel d'offres relatif au mandat d'expertise. Il est important de souligner qu'après avoir tenu des discussions à l'interne et avec l'expert retenu, NERA, seule la « première partie » du mandat a été réalisée, dans laquelle l'expert a uniquement traité de la première des deux questions de la page 4. En effet, Énergir a limité le mandat de l'expert compte tenu de la réponse à la première question.

8.5.1. De plus, veuillez indiquer si NERA avait pour mandat d'analyser, de commenter, de justifier et/ou de soutenir la formule de variation des coûts proposée par Énergir dans le cadre de sa preuve.

Réponse :

NERA n'avait pas ce mandat.

Research for Gaz Metro's Performance Incentive Mechanism



Pacific Economics Group Research, LLC

Preliminary Discussion and Results

Research for Gaz Metro's Performance Incentive Mechanism

8 March 2011

Mark Newton Lowry, Ph.D.
President

David Hovde, M.S.
Vice President

PACIFIC ECONOMICS GROUP RESEARCH LLC

22 East Mifflin, Suite 302

Madison, Wisconsin USA 53703

608.257.1522 608.257.1540 Fax

Table of Contents

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUCTION..... | 3 |
| 2. INDEX RESEARCH AND INCENTIVE REGULATION..... | 5 |
| 2.1 PRICE AND PRODUCTIVITY INDEXES..... | 5 |
| 2.1.1 <i>Productivity Basics</i> | 5 |
| 2.1.2 <i>Sources of Productivity Growth</i> | 7 |
| 2.1.3 <i>Productivity Index Volatility</i> | 9 |
| 2.1.4 <i>Price Indexes</i> | 9 |
| 2.2 ROLE OF INDEX RESEARCH IN REGULATION..... | 10 |
| 2.2.1 <i>Price Cap Indexes</i> | 10 |
| 2.2.2 <i>Revenue Cap and Cost Benchmark Indexes</i> | 12 |
| 2.2.3 <i>External vs. Company-Specific Productivity Targets</i> | 14 |
| 2.2.4 <i>Choice of Inflation Measure</i> | 15 |
| 2.3 APPLICATION TO GAZ METRO | 18 |
| 3. INPUT PRICE AND PRODUCTIVITY TRENDS OF GAZ METRO..... | 20 |
| 3.1 DATA SOURCES..... | 20 |
| 3.2 DEFINING COST | 20 |
| 3.3 PRODUCTIVITY RESEARCH | 22 |
| 3.3.1 <i>Sample Period</i> | 22 |
| 3.3.2 <i>Output Quantity Indexes</i> | 23 |
| 3.3.3 <i>Input Quantity Indexes</i> | 25 |
| 3.3.4 <i>Productivity Results</i> | 28 |
| 3.3.5 <i>Output Differential and Implications for X in Gaz Metro’s Current Plan</i> | 30 |
| 3.4 CUSTOM INPUT PRICE INDEXES | 34 |
| 3.4.1 <i>Input Price Subindexes and Costs</i> | 34 |
| 3.4.2 <i>Implementation Issues</i> | 39 |
| 4. OTHER RESEARCH | 40 |
| 4.1 FORWARD-LOOKING PRODUCTIVITY GROWTH TARGETS | 40 |
| 4.2 STRETCH FACTOR | 43 |
| 5. SUMMING UP | 46 |
| 5.1 REVENUE CAP | 46 |
| 5.2 INDEX-BASED COST TARGETS | 46 |



Preliminary Discussion and Results

5.2.1 O&M Expenses 47

5.2.2 Capex 47

5.3 SUGGESTIONS FOR FURTHER RESEARCH..... 48

APPENDIX..... 49

A.1 INPUT QUANTITY INDEXES 49

 A.1.1 Index Form 49

 A.1.2 Input Quantity Subindexes..... 49

A.2 OUTPUT QUANTITY INDEXES 50

A.3 ECONOMETRIC WORK 51

 A.3.1 Data 51

 A.3.2 Definition of Variables 52

 A.3.3 Parameter Estimates 57

 A.3.4 Form of the Econometric Cost Models..... 62

 A.3.5 Econometric Model Estimation..... 64

A.4 CAPITAL COST 64

 A.4.1 Cost of Service Approach 67

 A.4.2 Geometric Decay Approach 69

A.5 PRODUCTIVITY GROWTH RATES AND TRENDS 70

A.6 PRICE INDEXES 70

 A.6.1 Price Index Formulas..... 70

 A.6.2 Alternative Inflation Measures 71

REFERENCES..... 79



1. Introduction

Gaz Metro (“the Company”) is approaching the expiration of its third Performance Incentive Mechanism. The current mechanism includes a revenue cap for the distribution component of the Company’s services. This cap has an escalation formula that includes an “Inflation – X” term.

X factors in utility rate adjustment formulas are often calibrated using research on utility input price and productivity trends. No study of this kind has to date been undertaken in the development of Gaz Metro Performance Incentive Mechanisms. X factors have instead been negotiated.

The Regie de l’Energie has established a Task Force to review the current Performance Incentive Mechanism. In a recent decision (D-2010-116) the Regie authorized the development of a new mechanism. The Task Force has been asked to include in its report a proposal concerning Gaz Metro’s expected productivity trend for the next five years, including consideration of a possible stretch factor. It has directed the Task Force to commission an independent analysis of the productivity trend of Gaz Metro, with special attention to the last ten years.

Pacific Economics Group (“PEG”) Research LLC has been chosen to undertake this exercise. The invitation to bid asked for empirical research on Gaz Metro’s productivity, and for a recommended range for the X factor. The Task Force has, additionally, requested the following three tasks:

1. conduct a *forward looking* empirical analysis of the productivity growth target that is consistent with expected trends in Gaz Metro’s business conditions;
2. develop alternative inflation measures; and
3. propose a standard stretch factor that is applicable to Gaz Metro.

In February, the Company submitted a proposal for a new Performance Incentive Mechanism. The proposal would replace the current revenue cap with a benchmark incentive system that includes index-based cost benchmarks. There would be separate benchmarks for O&M expenses and capital expenditures (“capex”).



Preliminary Discussion and Results

This document is our second report to the Task Force on the project and presents updated results of our research. Section 2 of the report provides an introduction to index research and considers its potential role in the design of Performance Incentive Mechanisms. Highlights of our research on the input price and productivity trends of Gaz Metro are presented in Section 3. The final section discusses our work to develop a stretch factor and forward-looking productivity targets. Additional, more technical details of the research are provided in the Appendix.



2. Index Research and Incentive Regulation

Price and productivity research has been used for more than twenty five years to design indexing mechanisms for incentive regulation (“IR”) plans. Index logic provides the rationale for this research. To understand the logic it is necessary first to have a high level understanding of input price and productivity indexes. We provide this in Section 2.1. There follows in Section 2.2 a discussion of the logic for using indexing in IR plan design. Application of the analysis to Gaz Metro is considered in Section 2.3.

2.1 Price and Productivity Indexes

2.1.1 Productivity Basics

A productivity index is the ratio of an output quantity index (“Outputs”) to an input quantity index (“Inputs”).

$$Productivity = \frac{Outputs}{Inputs} . \quad [1]$$

It is used to measure the efficiency with which firms convert production inputs into the goods and services they offer. The indexes we developed for this study measure productivity *trends*. The growth trend of such an index is the difference between the trends in the output and input quantity indexes.

$$trend Productivity = trend Outputs - trend Inputs . \quad [2]$$

Productivity grows when the output index rises more rapidly (or falls less rapidly) than the input index. Productivity growth can be volatile due to fluctuations in output and the uneven timing of certain expenditures. The volatility tends to be greater for individual companies than for an aggregation of companies such as a regional industry.

The input (quantity) index summarizes trends in the amounts of production inputs used. Growth in the usage of each input category that is itemized is measured by a “subindex”. The trends in the subindexes are summarized by taking a cost-weighted average of them. Capital, labour, and miscellaneous materials and services are the major classes of base rate inputs used by gas distributors.

The scope of a productivity index depends on the array of inputs considered. Some indexes measure productivity in the use of a single input such as labor. A



“multifactor” productivity (“MFP”) index measures productivity in the use of several inputs. A “total factor” productivity (“TFP”) index measures productivity in the use of *all* inputs.

The output (quantity) index of a firm or industry summarizes trends in the amounts of goods and services that are produced. Growth in each output dimension that is itemized is measured by a subindex. Output indexes can summarize the trends in multiple subindexes by taking a weighted average of them.

In designing an output index, choices concerning subindexes and weights depend on the manner in which the index is to be used. One possible objective is to measure the impact of output growth on company *cost*. In that event, it can be shown that the subindexes should measure the dimensions of the “workload” that drive cost and the weights should reflect the relative importance of the cost “elasticities” that correspond to these drivers. This approach to output quantity indexation was first detailed in an influential study by Denny, Fuss, and Waverman, a team that included Canadian economists.¹

The elasticity of cost with respect to an output quantity is the percentage change in cost that will result from a 1% change in the quantity. The requisite elasticities can be estimated econometrically using a sample of historical data on the costs and quantities of utilities. In the gas distribution industry, salient cost drivers include the number of customers served and the extensiveness of the system (often measured by the miles of transmission lines and distribution mains). A multi-category output index with elasticity weights is unnecessary if econometric research reveals that there is one dominant cost driver. In this paper, we denote an output index that is cost-based as *Outputs^C*.² The trend in a productivity index calculated using a cost-based output index (“*Productivity^C*”) has the property

$$\text{trend } Productivity^C = \text{trend } Outputs^C - \text{trend } Inputs. \quad [3]$$

¹ Michael Denny, Melvin A. Fuss and Leonard Waverman (1981), “The Measurement and Interpretation of Total Factor Productivity in Regulated Industries, with an Application to Canadian Telecommunications,” in Thomas Cowing and Rodney Stevenson, eds., *Productivity Measurement in Regulated Industries*, (Academic Press, New York) pages 172-218.

² A multidimensional cost based output index would have elasticity weights.

Output indexes may, alternatively, be designed to measure the impact of output growth on *revenue*. In that event, the subindexes should measure trends in *billing determinants* and the weight for each group of determinants that is itemized should be its share of revenue.³ Billing determinants are the quantities companies use to calculate customer bills. A bill from Schwartz’s Delicatessen in Montreal, for instance, may reflect the number of smoked meat, french fry, and pickle orders. Customer bills of gas distributors commonly feature customer (a/k/a “basic”) charges and either volumetric charges or demand charges. The relevant billing determinants are therefore delivery volumes, contract demand, and the number of customers served. In this paper, we denote an output index that is revenue-based as $Outputs^R$. The trend in a TFP index calculated using a revenue-based output index (“ TFP^R ”) has the property

$$trend\ TFP^R = trend\ Outputs^R - trend\ Inputs. \quad [4]$$

2.1.2 Sources of Productivity Growth

Research by Denny, Fuss, and Waverman and others has found the sources of productivity growth to be diverse. One important source is technological change. New technologies permit an industry to produce given output quantities with fewer inputs.

Economies of scale are a second source of productivity growth. These economies are available in the longer run when cost characteristically grows less rapidly than output (as measured by $Outputs^C$). In that event, output growth can raise productivity growth. Economies of scale are one reason why prices of new consumer electronics products tend to drop as they become more popular. A company’s potential for scale economy realization depends on its operating scale and the pace of its output growth. Incremental scale economies (and thus productivity growth) will typically be greater the more rapid is output growth. The potential for scale economy realization varies by industry. Our research has found that the potential is greater in the gas distribution industry than in the power distribution industry.

A third important source of productivity growth is change in X inefficiency. X inefficiency is the degree to which a company operates at the maximum efficiency that technology allows. Productivity growth will increase (decrease) to the extent that X

³ This approach to output quantity indexation is due to the French economist Divisia.

inefficiency diminishes (increases). The potential of a company for productivity growth from this source is greater the lower is its current level of operating efficiency.

Another important source of productivity growth is changes in the miscellaneous business conditions, other than inflation and output growth, which affect cost. A good example for a gas distributor is the number of electric customers served. Economies of scope are possible from joint provision of gas and electric service. Growth in the number of electric customers served can boost productivity growth. An absence of electric customers therefore reduces a gas distributor's productivity growth potential.

An important source of productivity growth in the shorter run is the intertemporal pattern of expenditures that need not be made every year. Expenditures of this kind include those for maintenance and the replacement of aging plant. A surge in such expenditures can slow productivity growth and even produce a temporary productivity decline.

When total factor productivity is calculated using a revenue-weighted output index, growth in TFP^R also depends on the degree to which the output growth affects *revenue* differently from the way that it affects *cost*. This can be measured by the difference in the growth rates of revenue-based and cost-based output indexes. This difference may be called the "output differential".

$$\text{Output Differential} = \text{growth Outputs}^R - \text{growth Outputs}^C \quad [5]$$

The output differential is important to the extent that prices do not reflect well the drivers of cost. It is an important component of TFP^R growth for many energy utilities because their rate designs frequently are not very cost causative.⁴ For example, the costs of energy distributors are commonly driven in the short and medium term chiefly by growth in the number of customers served, whereas distributor revenue is commonly driven chiefly by growth in delivery volumes to residential and small business customers. Under these circumstances, the output differential and growth in TFP^R will be sensitive to trends in delivery volumes per customer (a/k/a "average use"). The output differential will be negative, slowing growth in TFP^R , when average use is declining and will be positive, accelerating TFP^R growth, when average use is rising.

⁴ This phenomenon is somewhat less pronounced in Canada than in the United States.

Research by PEG has shown that declines in average use by small-volume customers are being experienced by most North American gas distributors today. Contributing factors include demand-side management (“DSM”) programs and general improvements in the efficiency of furnaces and other gas-fired equipment. In contrast, electric utilities often experience increasing average use by small volume customers when large DSM programs are not underway in their service territories. It follows that results of productivity studies in the energy utility industry are very sensitive to the output specification. A study of gas distributor productivity, for instance, is apt to produce a much lower productivity growth estimate with a revenue-based output index than it will with a cost-based output index.

2.1.3 Productivity Index Volatility

The delivery volumes which typically receive the heaviest weights in a *revenue*-based output index for an energy distributor are much more volatile than the customer numbers and line miles that typically receive the heaviest weights in a *cost*-based output index. As a consequence, TFP indexes with revenue-based output indexes tend to be much more volatile than TFP indexes with cost based output indexes. Moreover, the calculation of a long term productivity trend is more sensitive to the choice of a sample period with a revenue-based output index. Delivery volumes are for this reason sometimes weather normalized in TFP^R calculations for energy utilities.

2.1.4 Price Indexes

Price indexes are used to make price comparisons. The price indexes used in the design of IR plans measure price *trends*. Indexes can summarize the trends in the prices of numerous products by taking weighted averages of the price trends of itemized product groups. An index of trends in a utility’s input prices conventionally uses *cost* shares as weights so that the index can measure the impact of input price growth on its cost.⁵

⁵ An index of trends in the rates that are charged by utilities that uses its revenue shares as weights measures the impact of rate growth on its revenue.

2.2 Role of Index Research in Regulation

The rate adjustment mechanism is one of the most important components of an IR plan.⁶ Such mechanisms can substitute for rate cases as a means to adjust utility rates for trends in input prices, demand, and other external business conditions that affect utility earnings. Those mechanisms make it possible to extend the period between rate cases, reducing regulatory cost and strengthening utility performance incentives. The mechanism can be designed so that the expected benefits of improved performance are shared equitably between utilities and their customers. This constitutes a remarkable advance in the technology for utility regulation.

2.2.1 Price Cap Indexes

An approach to the design of rate adjustment mechanisms has been developed in North America using index logic that is grounded in theoretical and empirical research. The analysis was originally used for the development of *price* cap indexes but can be extended to consider *revenue* caps and indexed-based cost benchmarks. We begin with consideration of the growth in the prices charged by an industry that earns, in the long run, a competitive rate of return.⁷ In such an industry, the long-run trend in revenue equals the long-run trend in cost.

$$\text{trend Revenue} = \text{trend Cost}. \quad [6]$$

The trend in the revenue of any firm or industry can be shown to be the sum of the trends in (revenue-weighted) output price and quantity indexes.

$$\text{trend Revenue} = \text{trend Outputs}^R + \text{trend Output Prices}. \quad [7]$$

Relations [6] and [7] together imply that the trend in an index of the prices charged by an industry that earns a competitive rate of return equals the trend in its *unit cost* index.⁸

⁶ We intend the term “rate adjustment mechanism” here to be broad enough to include the new approach to the design of the Performance Incentive Mechanism that Gaz Metro has proposed.

⁷ The assumption of a competitive rate of return applies to unregulated, competitively structured markets. It is also applicable to utility industries and even to individual utilities.

⁸ The long run character of this important result merits emphasis. Fluctuations in input prices, demand and other external business conditions will cause earnings to fluctuate in the short run. Fluctuations in certain expenditures that are made periodically can also have this effect. An example would be a major program of replacement investment for a distribution system with extensive asset depreciation. Since capacity adjustments are costly, they will typically not be made rapidly enough to prevent short-term fluctuations in

Preliminary Discussion and Results

$$\text{trend Output Prices} = \text{trend Cost} - \text{trend Outputs}^R = \text{trend Unit Cost} . \quad [8]$$

The result in [8] provides a conceptual framework for the design of *price cap indexes* (“PCIs”). PCIs can be calibrated to track the unit cost trend of utilities. A stretch factor, established in advance of plan operation, can be added to the formula which slows PCI growth in a manner that shares with customers expected benefits of performance improvements that are due to the stronger performance incentives of the IR plan.⁹ A PCI then conforms to the unit cost paradigm to the extent that

$$\text{trend PCI} = \text{trend Unit Cost} + \text{Stretch} . \quad [9]$$

The design of PCIs that track utility unit cost trends is aided by an additional result of index logic. It can be shown that the trend in any cost is the sum of the trends in appropriately specified input price and quantity indexes.

$$\text{trend Cost} = \text{trend Input Prices} + \text{trend Inputs} . \quad [10]$$

It follows that the trend in *unit cost* is the difference between the trends in input price and TFP^R indexes.¹⁰

$$\text{trend Unit Cost} = \text{trend Input Prices} - \text{trend TFP}^R . \quad [11]$$

A PCI can therefore be calibrated to track the industry unit cost trend if it is designed in accordance with the following formula:

$$\text{trend PCI} = \text{trend Input Prices} - \left(\text{trend TFP}^R + \text{Stretch Factor} \right) . \quad [12]$$

The X factor term of the PCI would, in this case, be the sum of a TFP^R trend and a stretch factor.

returns around the competitive norm. The long run is a period long enough for the industry to adjust capacity to more secular trends in market conditions.

⁹ Mention here of the stretch factor option is not meant to imply that a positive stretch factor is warranted in all cases.

¹⁰ Here is the full logic behind this result:

$$\begin{aligned} \text{trend Unit Cost} &= \text{trend Cost} - \text{trend Outputs}^R \\ &= \left(\text{trend Input Prices} + \text{trend Inputs} \right) - \text{trend Outputs}^R \\ &= \text{trend Input Prices} - \left(\text{trend Outputs}^R - \text{trend Inputs} \right) \\ &= \text{trend Input Prices} - \text{trend TFP}^R \end{aligned}$$



Output Differential

We noted in Section 2.1.2 that when the output measure in a TFP index is revenue-based, as is appropriate in the design of a *price* cap index, growth in TFP^R depends in part on the difference between the growth rates in revenue- and cost-based output quantity indexes. The difference can be material for energy distributors when their rate designs are not cost causative. Relations [3] and [4] imply that we can decompose the trend in TFP^R into the trend in the corresponding cost efficiency metric, TFP^C , and the output differential.

$$\begin{aligned} trend\ TFP^R &= (trend\ Outputs^C - trend\ Inputs) + (trend\ Outputs^R - trend\ Outputs^C) \\ &= trend\ TFP^C + Output\ Differential \end{aligned} \quad [13]$$

We can then decompose the X factor term of a price cap index into three terms.

$$growth\ PCI = growth\ Input\ Prices - (trend\ TFP^C + Output\ Differential + Stretch) \quad [14]$$

2.2.2 Revenue Cap and Cost Benchmark Indexes

A revenue cap is a rate adjustment mechanism designed to limit growth in a utility's *revenue requirement* rather than its *prices*. Such an escalator is often, though not always, paired with a revenue “decoupling” mechanism that ensures that the indicated revenue requirement is ultimately recovered. Enbridge Gas Distribution (“Enbridge”) and Union Gas are examples of utilities that currently have revenue caps *with* decoupling. Green Mountain Power and FortisBC are examples of utilities that have revenue caps *without* decoupling.

Index logic provides the framework for two approaches to revenue cap design. Relations [7], [8], and [11] imply that

$$growth\ Revenue = (growth\ Input\ Prices - growth\ TFP^R) + growth\ Outputs^R. \quad [15]$$

The revenue cap can then be escalated by first calculating the growth in a *price* cap index and then adding a supplemental adjustment for the growth in billing determinants. This is the logic supporting the revenue cap currently used by Gaz Metro.

Another result of index logic provides the basis for an alternative approach to revenue cap design. Relations [3] and [10] imply that

$$\begin{aligned} growth\ Cost \\ = growth\ Input\ Prices - (growth\ Outputs^C - growth\ Inputs) + growth\ Outputs^C \end{aligned}$$



Preliminary Discussion and Results

$$= \text{growth Input Prices} - \text{growth Productivity}^C + \text{growth Outputs}^C \quad [16]$$

Cost growth is the difference between input price and productivity growth plus output growth. The productivity index uses the the same cost-based output measure that is used as the output escalator. This formula can establish the revenue requirement for cost *components* as well as total cost. For example, the applicable formula for non-fuel O&M expenses is

$$\begin{aligned} & \text{growth Cost}_{O\&M} \\ &= \text{growth Input Prices}_{O\&M} - (\text{growth Outputs}^C_{O\&M} - \text{growth Inputs}_{O\&M}) \\ & \quad + \text{growth Outputs}^C_{O\&M} \\ &= \text{growth Input Prices}_{O\&M} - \text{growth Productivity}^C_{O\&M} + \text{growth Outputs}^C_{O\&M} \quad [17] \end{aligned}$$

where

$\text{Input Prices}^{O\&M}$ = Price Index for O&M inputs

$\text{Outputs}^C_{O\&M}$ = Elasticity-weighted output index applicable to O&M

$\text{Productivity}^C_{O\&M}$ = Productivity index for O&M that is calculated using Outputs^C .

Formulas with *elasticity-weighted* output measures are used by the Essential Services Commission (“ESC”) in the populous state of Victoria, Australia to establish multiyear O&M budgets for gas and electric distributors.¹¹ In the energy distribution business, however, we have noted that the number of customers served is the dominant output variable driving cost in the short and medium term. Outputs^C can then be reasonably approximated sometimes by growth in the number of customers served and there is no need to have a multidimensional output index with elasticity weights.

Relation [16] can then be restated as

$$\begin{aligned} & \text{growth Cost} \\ &= \text{growth Input Prices} - \text{growth Productivity}^C + \text{growth Customers} \end{aligned}$$

where the productivity index uses the number of customers to measure output.

This formula was used in now expired O&M revenue requirement caps for Enbridge and Gazifere.

Rearranging the terms of the formula we obtain

¹¹ The ESC uses a more British style of incentive regulation which involves multiyear cost forecasts.

$$\begin{aligned} & \text{growth Cost} - \text{growth Customers} \\ & = \text{growth (Cost/Customer)} \\ & = \text{growth Input Prices} - \text{growth Productivity}^C. \end{aligned}$$

This provides the basis for the revenue cap formula

$$\text{Growth Cost/Customer} = \text{growth Inflation} - X. \quad [18]$$

The cost per customer formula is currently used in the revenue caps of Enbridge and Gazifere and was previously used in a revenue cap for Southern California Gas, the largest U.S. gas distributor. Cost per customer formulas have been used to escalate *O&M* budgets in IR plans of FortisBC, Terasen Gas, and Vermont Gas Systems.

2.2.3 External vs. Company-Specific Productivity Targets

A question that arises in using indexes in X factor design is which utilities should be the subject of productivity research. Using the productivity trends of the entire industry to calibrate X is tantamount to simulating the outcome of competitive markets. However, individual utilities in competitive markets routinely experience windfall gains and losses. Our discussion in Section 2.1.2 of the sources of productivity growth implies that differences in the business conditions that drive productivity growth can cause utilities to have different productivity trends. For example, gas distributors that are experiencing brisk growth in the number of electric customers have a productivity growth advantage that other distributors that do not. This consideration has encouraged regulators in some jurisdictions to calibrate the X factor for a utility using the productivity trends of *similarly situated* utilities. In the northeast United States, for example, X factors have usually been calibrated using research on the productivity trends of northeast utilities.

Unfortunately, the number of utilities, for which good data are available, which face similar productivity growth drivers is sometimes quite limited. Complications like these have occasionally prompted regulators to base X factors on a utility's *own* recent historical productivity trend. This approach will weaken a utility's incentives to increase productivity growth if used repeatedly. Furthermore, a utility's productivity growth potential in one ten year period may be very different from its productivity growth potential in the following ten years. For example, rapid (slow) growth in productivity can

reduce (increase) X inefficiency, making it more (less) difficult to achieve rapid productivity growth in the future. An econometric approach to setting productivity targets has been developed that can be customized to the business conditions of a distributor without using its own data or the data of a peer group. We implement this approach for Gaz Metro in work that is discussed in Section 4.1.

2.2.4 Choice of Inflation Measure

The designs of rate and revenue caps and cost benchmark indexes require the specification of inflation measures. The index logic we have detailed thus far has featured custom utility inflation measures, and there are several precedents for these. Such measures were used in the world's first large scale rate indexing plan, which applied to US railroads, and have also been used in a revenue cap for railroads in western Canada. Staff of the California Public Utilities Commission ("CPUC") developed an approach to measuring industry input price inflation which was used in several IR plans. The OEB chose an industry-specific inflation measure for the first price cap plan for Ontario power distributors. Industry-specific inflation measures have also been used in price cap plans of Enmax and EPCOR in Alberta.

Notwithstanding such precedents, the great majority of rate indexing plans approved worldwide have not featured custom utility input price indexes. They have instead featured measures of economy-wide inflation in the prices of final goods and services. Salient in this regard are consumer price indexes ("CPIs") and gross domestic product implicit price indexes ("GDPIPIs"). Indexes of both kinds are available in Canada.

Final goods and services consist chiefly of the consumer products that are covered by CPIs. GDPIPIs cover a broader array of final goods and services that include capital equipment and exports. In the United States, GDPIPI's have been favored for use in index-based regulation because they are less sensitive to the inflation in price-volatile consumer products, such as gasoline and food, that have little bearing on the cost of utility base rate inputs. In Canada, the comprehensive GDPIPI is not that stable because heavy weights are assigned to the prices of natural gas, metals, and other price volatile exports. Practical Canadian alternatives to the comprehensive macro inflation measures

include the core CPI, which is monitored closely by the Bank of Canada, and the GDPIPI for final domestic demand (“GDPIPI^{FDD}”). The latter is available for Quebec and other provinces as well as for Canada and is currently used by the OEB in its indexing plans for gas and electric power distributors.

Macroeconomic inflation measures have noteworthy advantages over industry-specific measures in rate adjustment indexes. One is that they are available from Statistics (“Stats”) Canada, a respected and impartial source. There is no need to go through the chores of designing custom input price indexes and updating them annually. Customers are familiar with the CPI, and this facilitates acceptance of rate indexing generally.

However, the use of a macroeconomic measure involves its own design challenges. Consider the case of a revenue cap. When a macroeconomic inflation measure is used, a revenue cap must be calibrated in a different way if it is to conform to index logic. Suppose, for example, that the inflation measure is a GDPIPI. In that event we can restate relation [16] as

$$\begin{aligned}
 \text{growth Cost} = \text{growth GDPIPI} - & \left[\text{trend Productivity}^C + (\text{trend GDPIPI} - \text{trend Input Prices}) \right] \\
 & + \text{trend Output}^C
 \end{aligned}
 \tag{19}$$

It can be seen that the revenue cap index can still conform to the principles of index logic provided that the X factor corrects for any tendency of GDPIPI growth to differ from utility input price inflation. The difference between the trends of GDPIPI and a custom input price index may be called an “inflation differential”.

Consider now that the GDPIPI is a measure of *output* price inflation. Given the broadly competitive structure of Canada’s economy, the long run trend in the GDPIPI is the difference between the trends in input price and TFP indexes for the economy.

$$\text{trend GDPIPI} = \text{trend Input Prices}^{\text{Economy}} - \text{trend TFP}^{\text{Economy}} . \tag{20}$$

GDPIPI inflation is therefore slowed by the TFP growth of the economy.

Relations [19] and [20] are often combined in discussions of X factor calibration to produce the following more complex formula for X factor calibration:

Preliminary Discussion and Results

$$\begin{aligned} \text{growth Cost} &= \text{growth GDPIPI} \\ &+ \left[\begin{aligned} &(\text{trend Productivity}^{\text{Utility}} + \text{trend Productivity}^{\text{Economy}}) + \\ &-(\text{trend Input Prices}^{\text{Economy}} - \text{trend Input Prices}^{\text{Industry}}) \\ &+ \text{Stretch Factor} \end{aligned} \right] \\ &+ \text{trend Output} \end{aligned} \quad [21]$$

In this formula, the X factor has two calibration terms: a “productivity differential” and an “input price differential”. The productivity differential is the difference between the productivity trends of the industry and the economy. X will therefore be reduced by the productivity trend of the economy. In the United States, the productivity of the economy has grown quite briskly in recent years. This has tended to lower X factors when macro inflation measures are employed in rate and revenue cap indexes. In Canada, however, the productivity of the economy has tended to be much lower than in the States, and has actually been a little negative in recent years.

The input price differential is the difference between the input price trends of the economy and the industry. X will be larger (smaller) to the extent that the input price trend of the economy is more (less) rapid than that of the industry. The input price trends of a utility industry and the economy can differ for several reasons.

- Gas distribution technology is more capital intensive than the typical production process in the economy. It is therefore more sensitive to trends in construction costs and the rate of return on capital.
- Prices of particular inputs in the utility industry sometimes grow at different rates than prices for the same inputs in the economy as a whole. For example, prices of utility salaries and wages may grow more rapidly during a recession.
- Another possibility is that the prices of certain inputs grow at a different rate in some regions than they do on average throughout the economy.

Difficulties in establishing a long-term input price trend complicate identification of an appropriate input price differential. For example, the difference between the average annual growth rates of input prices of the industry and the economy is sometimes sensitive to the choice of the sample period. Even if we could establish a differential



between the long-term trends it could differ considerably from the trend expected over the prospective plan period. Controversy is possible, additionally, over the method used to calculate the price of capital. The basic methodology for calculating the capital price can make a difference, as can the rate of return specification.¹² All of these complications invite gaming over the technical details of input price differential calculations. The appropriate input price differential was an area of controversy in a proceeding to establish a price cap index for Union Gas in Ontario.¹³

2.3 Application to Gaz Metro

The current performance incentive mechanism of Gaz Metro has a revenue cap for distribution services that is escalated by the term $(\text{Inflation} - X) * \text{Projected Total Throughput}$. This is a variant of formula [15]. To a first approximation,

$$\frac{\text{Revenue Requirement}_t}{\text{Throughput}_t} = \frac{\text{Revenue Requirement}_{t-1}}{\text{Throughput}_{t-1}} \bullet (1 + \text{Inflation} - X). \quad [22]$$

In this formula, the term $\frac{\text{Revenue Requirement}_t}{\text{Throughput}_t}$ is a crude “price” that is escalated by

what is effectively a price cap index. The formula for X then use the following variant of the PCI growth formula in [14], in which total throughput is used to measure productivity growth:

$$X = (\text{trend Throughput} - \text{trend Inputs}) + \text{Stretch} .$$

This can be restated in a way that decomposes TFP^R into a cost based productivity metric and an output differential.

$$X = \text{trend } TFP^C - (\text{trend Throughput} - \text{trend Outputs}^C) + \text{Stretch} . \quad [23]$$

The total throughput of Gaz Metro has grown at a substantially slower pace than the number of customers that it serves. Total throughput is also sensitive to volatility in weather and the demand for gas by large business establishments such as the TCE power plant. A productivity index that uses total throughput as the output measure therefore shines little light on the trend in Gaz Metro’s cost efficiency.

¹² Results can differ greatly when a bond yield is used rather than a weighted average of the bond yield and the ROE.

¹³ This controversy was part of the inspiration for the development of the COS approach to capital cost measurement, which we discuss further below.

Preliminary Discussion and Results

By computing the cost efficiency metric TFP^C , the Task Force can better gauge the Company's success in containing its cost growth. The important role that the output differential plays in choosing X is highlighted by the formula in [23]. TFP^C research is also useful in the design of a comprehensive revenue cap using formulas like [16] or [18] rather than the revenue cap formula that Gaz Metro currently uses. The formula in [18] also provides the logic for the index based cost targets that Gaz Metro has recently proposed. Recalling additionally the greater stability of TFP^C , there are many reasons to focus on this approach to productivity measurement in this study.



3. Input Price and Productivity Trends of Gaz Metro

This section presents an overview of our research on the input price and productivity trends of Gaz Metro. We begin by discussing data sources and the definition of cost. We then discuss in detail our calculations output, input, and productivity trends.

3.1 Data Sources

The primary source of data used in our research on the input price and productivity trends of Gaz Metro was the Company. Most of the data were filed by the Company in regulatory proceedings. We relied primarily on Stats Canada for data on the input price trends that the Company faced.

3.2 Defining Cost

The trends in input price and quantity indexes used in productivity research were noted in Section 2.1 to be cost-weighted averages of the trends in subindexes for different kinds of inputs. The weight for each itemized input group is based on its share of the applicable cost. The definition of cost and its breakdown into input groups are important issues in index design. The input indexes that we calculated for Gaz Metro involved four kinds of inputs: labour, materials and services, capital, and capital expenditures (“capex”).

In our work for Gaz Metro we distinguished three categories of plant: long-lived assets, information technology software (developpments informatiques), and other short-lived plant. Long-lived assets include those for the Company’s Quebec transmission, distribution, storage, and buildings. The “other short-lived” asset category consists chiefly of Programmes Commerciaux and Installations Generales other than buildings.

The applicable total cost was calculated as applicable O&M expenses plus capital cost. Applicable O&M expenses were defined as the total net (uncapitalized) O&M expenses less expenses for natural gas procurement, upstream transmission, load balancing, DSM, and pensions and benefits. The operations corresponding to this definition of cost include Quebec transmission and distribution, customer account and information services, and general administration.

The cost of labour was defined, for purposes of weighting the input indexes, as salaries and wages. The cost of material & service (“M&S”) inputs was defined to be the



applicable net O&M expenses less expenses for salaries and wages and pensions and other benefits. This residual input category includes the services of contract workers, insurance, real estate rents, equipment leases, materials, and miscellaneous other goods and services.

Our productivity calculations require the decomposition of costs into prices and quantities. The cost of capital is the product of a capital quantity index and an index of the price of capital services. The capital price is sometimes called a “rental” or “service” price since it reflects the annual cost of owning a unit of capital, much like prices do in competitive rental and leasing markets.¹⁴ The capital quantity index is, effectively, an index of the trend in the real (inflation-adjusted) value of plant net of depreciation. Indexes of construction costs are commonly used as capex prices in utility productivity research. The rate base tends to grow more rapidly than the capital quantity index due to the escalation in capex prices.

Implementation of the service price approach to measuring capital cost requires specific and consistent formulas for the price and quantity indexes. We considered two alternative methods for measuring capital cost in this study: the cost of service (“COS”) and the geometric decay (“GD”) methods. The COS method was developed by PEG to simulate the way that capital cost is conventionally calculated in North American regulation. It features *historical* (“a/k/a “book”) valuation of plant and straight line depreciation. We have used the COS method in published studies for Central Maine Power, Central Vermont Public Service, the Ontario Energy Board, and Public Service of Colorado.

The GD approach has been more widely used to date in productivity research, including many studies used in X factor design. This approach features *replacement* (current dollar) valuation of utility plant and a constant depreciation rate. The value of a unit of plant in a given year depends on the cost of installing plant *in that year* and not on the costs in prior years. The cost of plant ownership is calculated net of any resulting capital gains.

¹⁴ The daily charge for an automobile rental, for instance, should reflect the daily cost to the company of owning the automobile.

A capital service price formula should include terms for opportunity cost (return to debt and equity holders) and depreciation. The trend in the first term depends in part on the trend in the rate of return on plant [a/k/a the weighted average cost of capital (“WACC”)]. The trends in both terms depend on the trend in the capex price. With the COS approach, this is a matter of the trend in a *moving average* of the capex price extending backwards many years. This greatly reduces the volatility of the COS capital service price. With the GD approach, the relevant trend is in the *current* capex price. A GD service price also includes a term for capital gains.

The formula for the GD capital service price can be restated in such a manner as to show that it depends on the *real* rate of return on plant ownership, which is the difference between the *nominal* rate of return and the growth rate of the capex price. The real rate of return can be volatile because the cost of funds is itself variable and doesn’t rise and fall in lock step with capex price inflation. The real rate of return was in fact quite volatile in the last years of the sample period used in this study due, in part, to runups in prices of the steel and plastic, which are commonly used to manufacture distribution lines and mains.

We have chosen in this study to feature results using the COS approach for two reasons. One is that it is more consistent with the way the cost of capital is calculated in Quebec regulation. The other is that it yields a much more stable capital service price index that reduces potential controversy over inflation differentials.

3.3 Productivity Research

3.3.1 Sample Period

In choosing a sample period for a productivity study, it is desirable that the period include the latest available data. It is also desirable for the period to reflect the *long run* productivity trend. We generally use a sample period of at least 10 years to fulfill this second goal. Gaz Metro has provided us with data that permits us to calculate productivity trends --- for *all* input groups of interest --- over the ten-year period 2000-2009. In other words, we can calculate how O&M, capex, and total factor productivity grew between 1999 and 2009. The factor limiting an earlier start date for the analysis has been the availability of line length data.



3.3.2 Output Quantity Indexes

The index logic traced in Section 2.2 revealed that output quantity indexes featuring *cost*-based weights are useful in the design of rate and revenue cap indexes. The trend in TFP^R can be decomposed into the trend in TFP^C , a measure of cost efficiency, and an output differential. TFP^C is also useful in the design of revenue cap and index-based cost benchmarks.

To aid in the design of cost-based output indexes, we developed econometric cost models using data for a large sample of U.S. gas distributors.^{15 16} We performed separate regressions for O&M expenses, capex, and total cost. The sample period for the U.S. research was 1998-2008 for the O&M and total cost models and 1998-2007 for the capex model.¹⁷ Where our research suggested the need for a multicategory output index we used regression results to develop indexes with elasticity weights that are reflective of Gaz Metro's situation.

Our econometric research suggested the need for only one variable --- the total number of customers served --- in a cost-based output index used to measure O&M productivity. In contrast, our research indicated the need for elasticity-weighted output indexes to measure capex productivity and TFP. For capex, we identified four statistically significant output-related cost drivers: the number of customers, expected *growth* in the number of customers (*e.g.* $Customers_{t+1} - Customers_t$), kilometers of transmission line and distribution main, and expected *growth* in same. For total cost, the statistically significant cost drivers were the number of customers and line kilometers.

Results of our research to calculate elasticity-weighted output indexes for Gaz Metro can be found in Table 1. It can be seen that, from 2000 to 2009, the number of customers grew at a 1.91% average annual rate; the expected *growth* in the number of customers grew at a 9.34% rate, line kilometers grew at a 2.01% rate, and the expected *growth* in line kilometers declined at a 8.53% annual rate. The summary output

¹⁵ The addition of Gaz Metro data to the sample would have involved major complications and prolonged the study but had little impact on results.

¹⁶ A large sample increases the precision of parameter estimates.

¹⁷ The sample period for the capex model was shorter because of our use of forward looking customer and line growth variables, the estimation of which required 2008 data.

Table 1

Calculation of Cost-Based Output Indexes

| | Customers | | | Line Miles (km) | | | | Summary Output Indexes | | | | | | | | |
|------------------------------------|-----------|--------------|---------------------|------------------------------|--------------|------------------------------|--------------|------------------------|-------|----------------------|-----------------|--------------|--------------------------|--------------|--------------------------|--------------|
| | | | | Expected Change ³ | | Expected Change ³ | | For O&M Productivity | | For TFP ^E | | For Capex | | | | |
| Elasticity Weights ² | Level | Growth Rate | Change in Customers | Level | Growth Rate | Level ¹ | Growth Rate | Change in Miles | Level | Growth Rate | Total Customers | Growth Rate | Econometrically Weighted | Growth Rate | Econometrically Weighted | Growth Rate |
| O&M Productivity | 100% | | | | | | | | | | | | | | | |
| TFP | 73.85% | | | | | | 26.15% | | | | | | | | | |
| Capital Expenditures | 11.60% | | 24.20% | | | | 48.33% | | | 15.87% | | | | | | |
| Year | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1998 | 146,955 | NA | NA | NA | NA | 8,030 | NA | NA | NA | NA | 100.0 | NA | NA | NA | NA | NA |
| 1999 | 148,198 | 0.8% | 1,243 | 1,321 | NA | 8,289 | 3.2% | 259.4 | 267.8 | NA | 100.8 | 0.8% | 100.0 | NA | 100.0 | NA |
| 2000 | 150,741 | 1.7% | 2,543 | 1,456 | 9.7% | 8,557 | 3.2% | 267.8 | 331.9 | 21.4% | 102.6 | 1.7% | 102.1 | 2.1% | 107.8 | 7.5% |
| 2001 | 150,918 | 0.1% | 177 | 981 | -39.5% | 8,833 | 3.2% | 276.4 | 242.6 | -31.3% | 102.7 | 0.1% | 103.1 | 0.9% | 94.7 | -13.0% |
| 2002 | 152,565 | 1.1% | 1,647 | 2,202 | 80.9% | 9,285 | 5.0% | 451.5 | 212.8 | -13.1% | 103.8 | 1.1% | 105.2 | 2.1% | 115.7 | 20.0% |
| 2003 | 153,684 | 0.7% | 1,119 | 3,409 | 43.7% | 9,285 | 0.0% | - | 132.6 | -47.3% | 104.6 | 0.7% | 105.8 | 0.5% | 119.4 | 3.1% |
| 2004 | 157,525 | 2.5% | 3,841 | 4,589 | 29.7% | 9,472 | 2.0% | 187.0 | 193.6 | 37.8% | 107.2 | 2.5% | 108.3 | 2.3% | 137.9 | 14.5% |
| 2005 | 162,791 | 3.3% | 5,266 | 4,569 | -0.4% | 9,682 | 2.2% | 210.8 | 155.7 | -21.8% | 110.8 | 3.3% | 111.6 | 3.0% | 135.0 | -2.1% |
| 2006 | 167,451 | 2.8% | 4,660 | 4,342 | -5.1% | 9,865 | 1.9% | 183.0 | 125.5 | -21.6% | 113.9 | 2.8% | 114.5 | 2.6% | 130.5 | -3.4% |
| 2007 | 171,232 | 2.2% | 3,781 | 3,973 | -8.9% | 9,939 | 0.7% | 73.2 | 89.0 | -34.3% | 116.5 | 2.2% | 116.7 | 1.8% | 121.7 | -7.0% |
| 2008 | 175,816 | 2.6% | 4,584 | 3,675 | -7.8% | 10,059 | 1.2% | 120.2 | 92.8 | 4.2% | 119.6 | 2.6% | 119.3 | 2.3% | 121.3 | -0.3% |
| 2009 | 179,370 | 2.0% | 3,554 | 3,362 | -8.9% | 10,132 | 0.7% | 73.6 | 114.1 | 20.6% | 122.1 | 2.0% | 121.3 | 1.7% | 123.4 | 1.7% |
| Average Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2000-2009 | | 1.91% | | | 9.34% | | 2.01% | | | -8.53% | | 1.91% | | 1.93% | | 2.10% |

NA = not available

¹ The 1998 and 1999 values for line miles were not available and were imputed using the 1999-2000 growth rate.² Elasticity weights are based on Gaz Metro costs and quantities and econometric estimates of marginal costs prepared by PEG Research using data on the operations of U.S. gas distributors.³ Expected change is a three year moving average of the change in the corresponding variable. Values for 2008 and 2009 use Gaz Metro forecasts.

index for measuring capex productivity grew at a 2.10% annual rate and displayed substantial volatility. The summary output index for measuring TFP grew at a 1.93% annual rate. Gaz Metro's output generally grew at a somewhat faster rate than has been typical of U.S gas distributors in recent years.

3.3.3 Input Quantity Indexes

The trends in input (quantity) indexes were noted in Section 2.1 to be cost-share weighted averages of subindexes that measure trends in the use of various inputs. The index that we used to summarize trends in the quantities of O&M inputs had two categories: (1) labor and (2) materials and services. The index we used to summarize trends in the quantities of all inputs had three categories: labor, materials and services, and capital. The capital quantity index in turn summarizes growth in the quantities of the three asset groups that we itemized.

The quantity subindex for labour was calculated as the ratio of salary and wage expenses to a labour price index. We used as our labor price index Stats Canada's fixed weight index of average hourly earnings in the utility sector of the Quebec economy. The M&S quantity subindex was calculated as the ratio of M&S expenses to a proxy for an M&S input price index. We used as our proxy the Statistics Canada gross domestic product implicit price index for final domestic demand in Quebec ("GDPIPI^{FDD}_{Quebec}). The quantity index for capital is discussed at length in Section A.3 of the Appendix.

The results of our calculation of O&M input quantity indexes are reported in Table 2. It can be seen that, over the 2000-2009 period that is the focus of our productivity research, the quantity of labor used by Gaz Metro rose at a 1.70% average annual rate, far above the 0.26% average annual growth rate of M&S inputs. This pattern is very different than the US norm, where use of materials and services by gas and electric utilities has tended in recent years to grow more rapidly than the use of labour. The U.S. pattern reflects in part the outsourcing of O&M services to both affiliated and independent companies. Table 2 also reports that the summary quantity index for O&M expenses averaged 1.18% annual growth.

Table 3 reports that the quantity of capital was fairly stable over the sample period, with a slight 0.27% average annual *decline* observed. This result is also at

Table 2

Gaz Metro O&M Input Quantity Indexes

| Year | Costs | | | | | | Input Prices | | | | | | Input Quantities | | | | | | Summary O&M Input Quantity Index ⁴ | | |
|------------------------------------|-------------------------------|-------------|-----------------------------------|------------|--------------|------------|-------------------------------|-----------|-----------------------------------|-------|-------------------------------|-------|------------------|-------|----------------------|-------|-------------|-------|---|-------------|-------------|
| | Salaries & Wages ¹ | | Materials & Services ¹ | | Total O&M | | Salaries & Wages ² | | Materials & Services ³ | | Summary O&M Input Price Index | | Labor (SW/W) | | Materials & Services | | Cost Shares | | Level | Growth Rate | |
| | Million \$ | Growth Rate | Million \$ | Cost Share | Growth Rate | Million \$ | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Labor | materials | Level | Growth Rate |
| | [A] | [B] | [C] | [D] | [E] | [F] | [B] - [E] | [D] - [F] | | | | | | | | | | | | | |
| 1998 | 61.5 | NA | 32.9 | 34.9% | NA | 94.4 | NA | 84.6 | NA | 92.7 | NA | 100.0 | NA | 0.73 | NA | 0.35 | NA | 65.1% | 34.9% | 100.0 | NA |
| 1999 | 61.2 | -0.5% | 37.1 | 37.7% | 12.0% | 98.3 | 4.0% | 90.9 | 7.2% | 94.0 | 1.4% | 105.2 | 5.1% | 0.67 | -7.7% | 0.39 | 10.6% | 62.3% | 37.7% | 98.9 | -1.1% |
| 2000 | 64.3 | 4.9% | 37.3 | 36.7% | 0.5% | 101.6 | 3.3% | 98.1 | 7.6% | 96.4 | 2.5% | 111.4 | 5.7% | 0.66 | -2.7% | 0.39 | -2.0% | 63.3% | 36.7% | 96.6 | -2.4% |
| 2001 | 67.5 | 4.9% | 37.5 | 35.7% | 0.5% | 105.0 | 3.3% | 94.4 | -3.8% | 97.8 | 1.4% | 109.3 | -1.9% | 0.71 | 8.7% | 0.38 | -0.9% | 64.3% | 35.7% | 101.8 | 5.2% |
| 2002 | 70.9 | 4.9% | 37.7 | 34.7% | 0.5% | 108.6 | 3.3% | 99.9 | 5.6% | 100.0 | 2.2% | 114.3 | 4.4% | 0.71 | -0.7% | 0.38 | -1.7% | 65.3% | 34.7% | 100.7 | -1.1% |
| 2003 | 75.5 | 6.3% | 39.4 | 34.3% | 4.4% | 114.9 | 5.6% | 102.6 | 2.7% | 101.8 | 1.8% | 117.0 | 2.4% | 0.74 | 3.6% | 0.39 | 2.6% | 65.7% | 34.3% | 104.1 | 3.3% |
| 2004 | 80.9 | 6.9% | 42.3 | 34.3% | 7.1% | 123.2 | 7.0% | 103.2 | 0.7% | 103.1 | 1.3% | 118.0 | 0.9% | 0.78 | 6.2% | 0.41 | 5.8% | 65.7% | 34.3% | 110.6 | 6.1% |
| 2005 | 85.1 | 5.1% | 43.8 | 34.0% | 3.5% | 128.9 | 4.5% | 100.5 | -2.7% | 105.1 | 1.9% | 116.7 | -1.1% | 0.85 | 7.8% | 0.42 | 1.6% | 66.0% | 34.0% | 117.1 | 5.7% |
| 2006 | 88.4 | 3.8% | 44.8 | 33.6% | 2.3% | 133.2 | 3.3% | 100.3 | -0.1% | 106.5 | 1.3% | 117.1 | 0.4% | 0.88 | 3.9% | 0.42 | 0.9% | 66.4% | 33.6% | 120.5 | 2.9% |
| 2007 | 89.7 | 1.5% | 41.5 | 31.6% | -7.7% | 131.2 | -1.5% | 105.5 | 5.1% | 108.6 | 2.0% | 121.9 | 4.0% | 0.85 | -3.6% | 0.38 | -9.6% | 68.4% | 31.6% | 114.0 | -5.6% |
| 2008 | 90.8 | 1.2% | 43.1 | 32.2% | 3.8% | 133.9 | 2.0% | 111.4 | 5.4% | 110.8 | 2.0% | 127.3 | 4.3% | 0.82 | -4.2% | 0.39 | 1.8% | 67.8% | 32.2% | 111.4 | -2.3% |
| 2009 | 93.9 | 3.4% | 45.5 | 32.6% | 5.4% | 139.4 | 4.0% | 117.7 | 5.5% | 112.3 | 1.3% | 132.7 | 4.1% | 0.80 | -2.1% | 0.41 | 4.1% | 67.4% | 32.6% | 111.3 | -0.1% |
| Average Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2000-2009 | 4.28% | | 2.04% | | 3.49% | | 2.58% | | 1.78% | | 2.32% | | 1.70% | | 0.26% | | | | 1.18% | | |

NA = not available

¹ Source: Gaz Metro. Cost data were not provided for the years 2000-2001. Data for these years were imputed using actual data from 2002 and 1999. The method used was to assume that the total growth from 1999-2002 took place uniformly over the period. The imputations do not affect the average annual growth rates. Capitalized O&M expenditures were removed and included in capital cost for the years 2008-2009.

² Source: Statistics Canada. Table 281-0039 - Fixed weighted index of average hourly earnings for all employees (SEPH), excluding overtime, unadjusted for seasonal variation, for Quebec utilities industry as classified using the North American Industry Classification System (NAICS), monthly (index, 2002=100)

³ Source: Statistics Canada, Gross Domestic Product of Quebec at Market Prices, Table 384-0036 - Implicit price indexes, gross domestic product (GDP) final domestic demand, provincial economic accounts, annual (index, 2002=100)

⁴ The O&M input quantity index is a cost-weighted average of growth in labor and M&S input quantities. The index is of Tornqvist form.

Table 3

Productivity Indexes for Cost Efficiency Measurement

| Year | Costs | | | | | | | | | Input Quantity Index | | | | | | Cost-Based Output Indexes | | | | Productivity | | | |
|------------------------------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|------------|--------------|-------------|-------|----------------------|-------|----------------------|-------|------------------------------|-------|---------------------------|-------|------------------|-------|------------------|-------|------------------|--|
| | O&M | | | Capital | | | Total Cost | | | O&M | | Capital ¹ | | Summary Input Quantity Index | | O&M Productivity | | TFP ⁵ | | O&M Productivity | | TFP ⁵ | |
| | Million \$ | Growth Rate | Cost Share | Million \$ | Growth Rate | Cost Share | Million \$ | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | |
| 1998 | 94.4 | NA | 34.3% | 180.8 | NA | 65.7% | 275.2 | NA | 100.0 | NA | NA | NA | NA | NA | 100.0 | NA | NA | NA | 100.0 | NA | NA | NA | |
| 1999 | 98.3 | 4.0% | 35.3% | 180.0 | -0.5% | 64.7% | 278.3 | 1.1% | 98.9 | -1.1% | 100.0 | NA | 100.0 | NA | 100.8 | 0.8% | 100.0 | NA | 101.9 | 1.9% | 100.0 | NA | |
| 2000 | 101.6 | 3.3% | 36.1% | 179.6 | -0.2% | 63.9% | 281.2 | 1.0% | 96.6 | -2.4% | 99.7 | -0.3% | 99.0 | -1.0% | 102.6 | 1.7% | 102.1 | 2.1% | 106.2 | 4.1% | 103.2 | 3.1% | |
| 2001 | 105.0 | 3.3% | 36.2% | 185.3 | 3.1% | 63.8% | 290.3 | 3.2% | 101.8 | 5.2% | 101.4 | 1.6% | 101.9 | 2.9% | 102.7 | 0.1% | 103.1 | 0.9% | 100.9 | -5.1% | 101.1 | -2.0% | |
| 2002 | 108.6 | 3.4% | 36.4% | 189.6 | 2.3% | 63.6% | 298.2 | 2.7% | 100.7 | -1.1% | 102.6 | 1.3% | 102.3 | 0.4% | 103.8 | 1.1% | 105.2 | 2.1% | 103.1 | 2.1% | 102.9 | 1.7% | |
| 2003 | 114.9 | 5.6% | 37.1% | 194.6 | 2.6% | 62.9% | 309.5 | 3.7% | 104.1 | 3.3% | 104.4 | 1.7% | 104.7 | 2.3% | 104.6 | 0.7% | 105.8 | 0.5% | 100.5 | -2.6% | 101.1 | -1.7% | |
| 2004 | 123.2 | 7.0% | 37.9% | 201.8 | 3.7% | 62.1% | 325.0 | 4.9% | 110.6 | 6.1% | 104.7 | 0.3% | 107.3 | 2.5% | 107.2 | 2.5% | 108.3 | 2.3% | 96.9 | -3.6% | 100.9 | -0.1% | |
| 2005 | 128.9 | 4.5% | 38.0% | 210.2 | 4.1% | 62.0% | 339.1 | 4.3% | 117.1 | 5.7% | 106.1 | 1.3% | 110.6 | 3.0% | 110.8 | 3.3% | 111.6 | 3.0% | 94.6 | -2.4% | 101.0 | 0.0% | |
| 2006 | 133.2 | 3.3% | 39.2% | 206.8 | -1.6% | 60.8% | 340.0 | 0.3% | 120.5 | 2.9% | 103.9 | -2.1% | 110.4 | -0.2% | 113.9 | 2.8% | 114.5 | 2.6% | 94.5 | -0.1% | 103.8 | 2.7% | |
| 2007 | 131.2 | -1.5% | 38.5% | 209.3 | 1.2% | 61.5% | 340.5 | 0.1% | 114.0 | -5.6% | 102.4 | -1.5% | 107.1 | -3.1% | 116.5 | 2.2% | 116.7 | 1.8% | 102.2 | 7.8% | 109.0 | 4.9% | |
| 2008 | 133.9 | 2.0% | 38.9% | 210.3 | 0.5% | 61.1% | 344.2 | 1.1% | 111.4 | -2.3% | 99.8 | -2.6% | 104.4 | -2.5% | 119.6 | 2.6% | 119.3 | 2.3% | 107.4 | 4.9% | 114.3 | 4.7% | |
| 2009 | 139.4 | 4.0% | 39.9% | 209.6 | -0.3% | 60.1% | 349.0 | 1.4% | 111.3 | -0.1% | 97.3 | -2.5% | 102.8 | -1.5% | 122.1 | 2.0% | 121.3 | 1.7% | 109.7 | 2.1% | 118.0 | 3.2% | |
| Average Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2000-2009 | 3.49% | | | 1.52% | | | 2.27% | | | 1.18% | | -0.27% | | 0.28% | | 1.91% | | 1.93% | | 0.73% | | 1.66% | |

NA = Not Available

¹The summary input quantity index for capital is calculated as a cost share weighted average of the input quantities for three asset categories. The results were produced using the COS method

variance with recent experience in the U.S., where the quantity of capital used by energy distributors has tended to rise more rapidly than the quantity of O&M inputs.

3.3.4 Productivity Results

Table 3 also presents the trends in some of the cost efficiency metrics for Gaz Metro. The O&M productivity index grew at a 0.73% average annual pace during the 2000-2009 period. The TFP^C index averaged 1.66% annual growth during the same period. The trend in the TFP^C index using the alternative geometric decay approach to calculating capital cost was 1.50% average annual growth.¹⁸ This is similar to the 1.51% growth trend in TFP^C that Gazifere is estimated to have achieved over the 1991-2005 period.¹⁹

The TFP results for Gaz Metro are compared in Table 4 to those for some other productivity indexes. The other indexes include MFP indexes for the U.S. and Canadian private business sectors. These are analogous to our TFP index for Gaz Metro and are prepared by the U.S. Bureau of Labor Statistics and Statistics Canada, respectively.²⁰ Table 4 also reports results for a productivity index for a sample of U.S. gas distributors which was presented in December 2010 testimony by PEG Research for the Sempra Energy utilities in California.²¹ The latter index used the number of customers as the output measure and is therefore an example of a cost efficiency metric. The geometric decay approach to the calculation of capital cost was employed.

Inspecting the results of Table 4, it can be seen that the recent productivity trend of Gaz Metro was well above the 1.18% productivity trend of U.S. gas distributors over the most recent ten years for which data are available. Recollecting our discussion above on the drivers of TFP growth, it is possible that the difference between the trends reflects differences in underlying business conditions such as the pace of output growth. The productivity trend of Gaz Metro is also above the 1.30% MFP trend of the U.S. private

¹⁸The lower GD productivity trend estimate in our preliminary report reflected depreciation assumptions that were inconsistent with the 33 year service life for long-lived assets.

¹⁹ See p. 15 of the Regie's decision D-2006-158 concerning a "mécanisme incitatif" for Gazifere.

²⁰ They are called MFP indexes because they address the productivity of capital as well as labor.

²¹ See, for example, Mark Newton Lowry and David Hovde (2010), Productivity Research for Southern California Gas, page 9, filed as Exhibit SCG-37 in Application 10-12-006 before the California Public Utilities Commission.

Table 4

Comparison of Productivity Trends

| Year | Total Cost Efficiency Metric (TFP ^c) | | | | MFP, Private Business Sector | | | |
|------------------------------------|--|-------------|----------------------------------|-------------|------------------------------|-------------|---------------------|-------------|
| | Gaz Metro | | US Gas Distributors ¹ | | US ² | | Canada ³ | |
| | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate |
| 1998 | NA | NA | 1.000 | NA | 87.898 | NA | 95.7 | NA |
| 1999 | 100.0 | NA | 1.027 | 2.7% | 89.509 | 1.8% | 97.6 | 2.0% |
| 2000 | 103.2 | 3.1% | 1.030 | 0.3% | 91.042 | 1.7% | 99.8 | 2.2% |
| 2001 | 101.1 | -2.0% | 1.069 | 3.7% | 91.749 | 0.8% | 99.5 | -0.3% |
| 2002 | 102.9 | 1.7% | 1.078 | 0.8% | 93.942 | 2.4% | 100.0 | 0.5% |
| 2003 | 101.1 | -1.7% | 1.071 | -0.7% | 96.429 | 2.6% | 99.5 | -0.5% |
| 2004 | 100.9 | -0.1% | 1.066 | -0.5% | 98.966 | 2.6% | 98.8 | -0.7% |
| 2005 | 101.0 | 0.0% | 1.041 | -2.3% | 100.000 | 1.0% | 99.0 | 0.2% |
| 2006 | 103.8 | 2.7% | 1.111 | 6.5% | 100.517 | 0.5% | 98.3 | -0.7% |
| 2007 | 109.0 | 4.9% | 1.112 | 0.1% | 101.025 | 0.5% | 97.7 | -0.6% |
| 2008 | 114.3 | 4.7% | 1.125 | 1.1% | 101.119 | 0.1% | 95.5 | -2.3% |
| 2009 | 118.0 | 3.2% | NA | NA | 101.906 | 0.8% | 93.4 | -2.2% |
| Average Annual Growth Rates | | | | | | | | |
| 1999-2008 | NA | | 1.18% | | 1.40% | | -0.02% | |
| 2000-2009 | 1.66% | | NA | | 1.30% | | -0.44% | |
| 2000-2008 | 1.48% | | 1.01% | | 1.36% | | -0.24% | |

NA = Not available

¹ Source: Mark Newton Lowry and David Hovde (2010), *Productivity Research for Southern California Gas*, page 9, filed as Exhibit SCG-37 in Application 10-12-006 before the California Public Utilities Commission

² Source: US Bureau of Labor Statistics.

³ Source: Statistics Canada, Table 383-0021.

business sector over the same period and far above the -0.44% MFP trend of the Canadian private business sector.

Table 5 presents results of our productivity calculations for capex. It can be seen that capex productivity grew at a brisk 2.08% average annual pace over the 2000-2009 sample period. 2.10% average annual growth in capex output was achieved despite a slight 0.02% average annual increase in capex inputs. Capex productivity growth was quite volatile from year to year due to volatility in both plant additions and our capex output index. High capex productivity growth is consistent with our finding of slow capital quantity growth. If the number of customers is used as the output measure, the productivity trend of capex is instead 1.89% [1.91%-0.02%].

3.3.5 Output Differential and Implications for X in Gaz Metro's Current Plan

Pursuant to the analysis discussed in Section 2.3 above, we calculated the output differential for Gaz Metro as the difference between the growth rates in its total throughput and the elasticity-weighted output index for total cost. The throughput data were weather normalized by Gaz Metro. Results are presented in Table 6. It can be seen that total throughput was much more volatile than the elasticity-weighted output index during the sample period. Causes of volume volatility included the recent recession and the startup and shutdown of the TCE generating station.

The volatility makes the output differential unusually sensitive to the choice of sample period. Our preliminary judgment is that the 0.27% annual growth rate in total throughput for the 2000-2007 period is more representative of the long run trend in the service territory. The difference between 0.27% and the 1.93% growth trend of the elasticity-weighted output quantity index for the same period is -1.65%. The difficulty of choosing an appropriate sample period for the calculation of an output differential is a disadvantage of Gaz Metro's current approach to revenue cap design.

In Table 7 we show that the sum of the 1.656% trend in TFP^C and the -1.655% output differential is 0.001%. This number is similar to the X factor in Gaz Metro's current Performance Incentive Mechanism. The low value reflects a tendency for total throughput to grow much more slowly than the output variables that drive cost. Our

Table 5

Productivity Index for Capital Expenditures

| Year | Outputs | | Inputs | | | | | | Productivity of Capital Expenditures | | |
|------------------------------------|----------------------|--------------|---------------------------------------|--------------|--------------------------------|--------------|---------------------------|--------------|--------------------------------------|-------------|--------------|
| | Summary Output Index | | Value of Plant Additions ² | | Capex Price Index ³ | | Plant Addition Quantities | | Level (1999=100) | Growth Rate | [A] - [D] |
| | Level | Growth Rate | \$ Million | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | | | |
| | [A] | [B] | | [C] | | [D] = [B-C] | | | | | |
| 1999 | 100.0 | NA | 84.93 | NA | 100.3 | NA | 100.0 | NA | 1.000 | 100.0 | NA |
| 2000 | 107.8 | 7.5% | 85.76 | 1.0% | 102.1 | 1.8% | 99.2 | -0.9% | 1.087 | 108.7 | 8.3% |
| 2001 | 94.7 | -13.0% | 92.17 | 7.2% | 102.5 | 0.4% | 106.2 | 6.9% | 0.891 | 89.1 | -19.8% |
| 2002 | 115.7 | 20.0% | 98.87 | 7.0% | 102.9 | 0.4% | 113.4 | 6.6% | 1.020 | 102.0 | 13.4% |
| 2003 | 119.4 | 3.1% | 104.76 | 5.8% | 102.0 | -0.9% | 121.3 | 6.7% | 0.984 | 98.4 | -3.5% |
| 2004 | 137.9 | 14.5% | 132.29 | 23.3% | 105.6 | 3.5% | 147.9 | 19.8% | 0.933 | 93.3 | -5.4% |
| 2005 | 135.0 | -2.1% | 133.52 | 0.9% | 110.5 | 4.5% | 142.8 | -3.5% | 0.946 | 94.6 | 1.4% |
| 2006 | 130.5 | -3.4% | 126.40 | -5.5% | 116.1 | 4.9% | 128.6 | -10.4% | 1.014 | 101.4 | 7.0% |
| 2007 | 121.7 | -7.0% | 146.75 | 14.9% | 121.4 | 4.5% | 142.8 | 10.4% | 0.852 | 85.2 | -17.4% |
| 2008 | 121.3 | -0.3% | 102.74 | -35.7% | 122.8 | 1.2% | 98.8 | -36.8% | 1.228 | 122.8 | 36.5% |
| 2009 | 123.4 | 1.7% | 104.98 | 2.2% | 123.8 | 0.8% | 100.2 | 1.4% | 1.232 | 123.2 | 0.3% |
| Average Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | |
| 2000-2009 | | 2.10% | | 2.12% | | 2.10% | | 0.02% | | | 2.08% |

NA = Not Available

¹The 1998 value for line miles was not available and was imputed using the 1999-2000 growth rate.

² Source: Gaz Metro

³ Source: Statistics Canada. Table 383-0025 - Canadian Natural Gas Distribution, Water, and Other Systems Capital Stock Price (index, 2002=100). 1998-2007.

Where this index was not available (in 2008-2009), values were imputed using the growth rates in the comprehensive electric utility construction price index.

Source: Statistics Canada. Table 327-0011

Table 6

Calculation of Output Differential

| Year | Total Volume (Normalized) | | Elasticity-Weighted Output Quantity Index for TFP ^c | | Output Differential |
|--|---------------------------|---------------|---|--------------|------------------------|
| | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Growth Rate |
| 1998 | 227.6 | NA | NA | NA | NA |
| 1999 | 217.1 | -4.7% | 100.0 | NA | NA |
| 2000 | 231.0 | 6.2% | 102.1 | 2.1% | 4.1% |
| 2001 | 195.4 | -16.7% | 103.1 | 0.9% | -17.7% |
| 2002 | 200.1 | 2.4% | 105.2 | 2.1% | 0.3% |
| 2003 | 194.6 | -2.8% | 105.8 | 0.5% | -3.3% |
| 2004 | 196.2 | 0.8% | 108.3 | 2.3% | -1.5% |
| 2005 | 188.7 | -3.9% | 111.6 | 3.0% | -6.9% |
| 2006 | 193.8 | 2.7% | 114.5 | 2.6% | 0.1% |
| 2007 | 221.9 | 13.5% | 116.7 | 1.8% | 11.7% |
| 2008 | 205.8 | -7.6% | 119.3 | 2.3% | -9.8% |
| 2009 | 181.8 | -12.4% | 121.3 | 1.7% | -14.1% |
| Average Annual Growth Rates | | | | | |
| 2000-2009 | | -1.78% | | 1.93% | -3.71% |
| 2000-2008 | | -0.60% | | 1.96% | -2.56% |
| 2000-2007 | | 0.27% | | 1.93% | -1.65% |

NA = Not available

Table 7

X Factor Reflective of Past Gaz Metro Experience

| TFP^C | Output Differential | X |
|------------------------|--------------------------------|----------|
| [A] | [B] | [A + B] |
| 1.656% | -1.655% | 0.001% |

research suggests that the current X factor was too high for the demand downturn encountered in the last two years of the sample period.

3.4 Custom Input Price Indexes

We developed custom input price indexes for the O&M expenses, capex, and applicable total cost of Gaz Metro. These can be used as escalators in revenue cap and cost benchmark indexes as well in the calculation of the Company’s historical productivity trends.

3.4.1 Input Price Subindexes and Costs

The trend in a summary input price index was noted in Section 2.1.3 to be a cost-share weighted average of the growth in subindexes measuring inflation in the prices of certain groups of inputs. Our summary O&M and total cost input price indexes used the same Gaz Metro cost shares, definitions of applicable cost, and cost breakdowns which we used to calculate the input *quantity* indexes.

| | |
|------------|------------------------------|
| O&M | Salaries and wages |
| | Materials and services |
| Capex | Three asset category |
| Total Cost | Salaries and wages |
| | Materials and Services |
| | Capital Cost |
| | Long-Lived Assets |
| | Developpements Informatiques |
| | Other Short-Lived Assets |

The input price subindexes were also the same as those associated with the input quantity subindexes.

| | | |
|-------|----------------------|---|
| O&M | Salaries & Wages | Quebec salary & wage price index for utilities |
| | Materials & Services | GDPIPI ^{FDD} _{Quebec} |
| Capex | Long-Lived Assets | Capital stock price index for engineering structures of gas and water utilities |
| | Information Tech. | Commercial software price index |
| | Other Short-Lived | GDPIPI ^{FDD} _{Quebec} |



Preliminary Discussion and Results

| | | |
|------------|----------------------|--|
| Total Cost | Salaries & Wages | Quebec salary & wage price index for utilities |
| | Materials & Services | GDPIPI ^{FDD} _{Quebec} |
| | Capital | Custom, three category capital service price index based on COS formulas |

Other inflation measures that we considered for use in the study are discussed further in Appendix Section 6.

Results of our research on the recent input price trends of Gaz Metro are reported in Table 8. It can be seen that over the 2000-2009 sample period salaries and wages for Quebec utility workers averaged 2.58% inflation, well above the 1.78% growth trend of the GDPIPI^{FDD}_{Quebec}. Inflation in the summary COS capital *service* price index was fairly stable and averaged 1.80%. Table 5 reports that inflation in the *capex* price index was more volatile and averaged 2.10%.

The difference in the trends in the capex and capital cost price indexes reflects two conditions. One is the effectiveness of our COS capital service price in smoothing the year to year volatility of the capex price index. Construction cost did rise rapidly in the 2005-2007 period, but this affects *overall* capital cost much less than it does capital *expenditures*. The other reason why the capital service price grew more slowly than the capex price is that it reflects, in addition to the trend in the capex price, the trend in the rate of return on plant, which fell substantially during the sample period.

The summary O&M input price index for Gaz Metro averaged 2.32% inflation. This is much closer to the inflation of the labor price than it is to the inflation of GDPIPI^{FDD}_{Quebec} because Gaz Metro has an unusually large reliance on labor services for O&M tasks. The summary input price index for *all* inputs averaged 1.99% inflation.

Our Gaz Metro input price indexes are compared to two candidate macro-economic inflation measures --- the Quebec CPI and GDPIPI^{FDD}_{Quebec} --- in Table 9 and Figure 1. It can be seen that the growth trend in the GDPIPI^{FDD}_{Quebec} was well below that of the summary O&M input price indexes and also materially below that of the summary capex price index.

Inflation in the GDPIPI^{FDD}_{Quebec} is much more similar to the inflation in the summary input price index for *total* cost. As noted in Section 2.2.3 above, a result of this kind is more likely in Canada than in the United States because of the slower growth in



Table 9

How Selected Macroeconomic Price Indexes Compared to Gaz Metro Input Price Indexes

| | Quebec Price Indexes | | | | Summary Gaz Metro Input Price Indexes | | | | | |
|---|-----------------------------------|--------------|---|--------------|---------------------------------------|--------------|-----------------------------------|--------------|-------|--------------|
| | Consumer Price Index ¹ | | GDP Implicit Price Index - Final Domestic Demand ² | | Operation & Maintenance | | Capital Expenditures ³ | | Total | |
| | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate |
| 1998 | 92.1 | NA | 92.7 | NA | 100.0 | NA | 100.0 | | 100.0 | NA |
| 1999 | 93.5 | 1.5% | 94.0 | 1.4% | 105.2 | 5.1% | 100.3 | 0.3% | 101.3 | 1.3% |
| 2000 | 95.8 | 2.4% | 96.4 | 2.5% | 111.4 | 5.7% | 102.1 | 1.8% | 103.5 | 2.1% |
| 2001 | 98.0 | 2.3% | 97.8 | 1.4% | 109.3 | -1.9% | 102.5 | 0.4% | 103.8 | 0.3% |
| 2002 | 100.0 | 2.0% | 100.0 | 2.2% | 114.3 | 4.4% | 102.9 | 0.4% | 106.1 | 2.3% |
| 2003 | 102.5 | 2.5% | 101.8 | 1.8% | 117.0 | 2.4% | 102.0 | -0.9% | 107.7 | 1.4% |
| 2004 | 104.5 | 1.9% | 103.1 | 1.3% | 118.0 | 0.9% | 105.6 | 3.5% | 110.3 | 2.4% |
| 2005 | 106.9 | 2.3% | 105.1 | 1.9% | 116.7 | -1.1% | 110.5 | 4.5% | 111.7 | 1.3% |
| 2006 | 108.7 | 1.7% | 106.5 | 1.3% | 117.1 | 0.4% | 116.1 | 4.9% | 112.2 | 0.4% |
| 2007 | 110.4 | 1.6% | 108.6 | 2.0% | 121.9 | 4.0% | 121.4 | 4.5% | 115.8 | 3.2% |
| 2008 | 112.7 | 2.1% | 110.8 | 2.0% | 127.3 | 4.3% | 122.8 | 1.2% | 120.0 | 3.6% |
| 2009 | 113.4 | 0.6% | 112.3 | 1.3% | 132.7 | 4.1% | 123.8 | 0.8% | 123.6 | 2.9% |
| Average Annual Growth Rate 2000-2009 | | 1.93% | | 1.78% | | 2.32% | | 2.10% | | 1.99% |

NA = Not Available

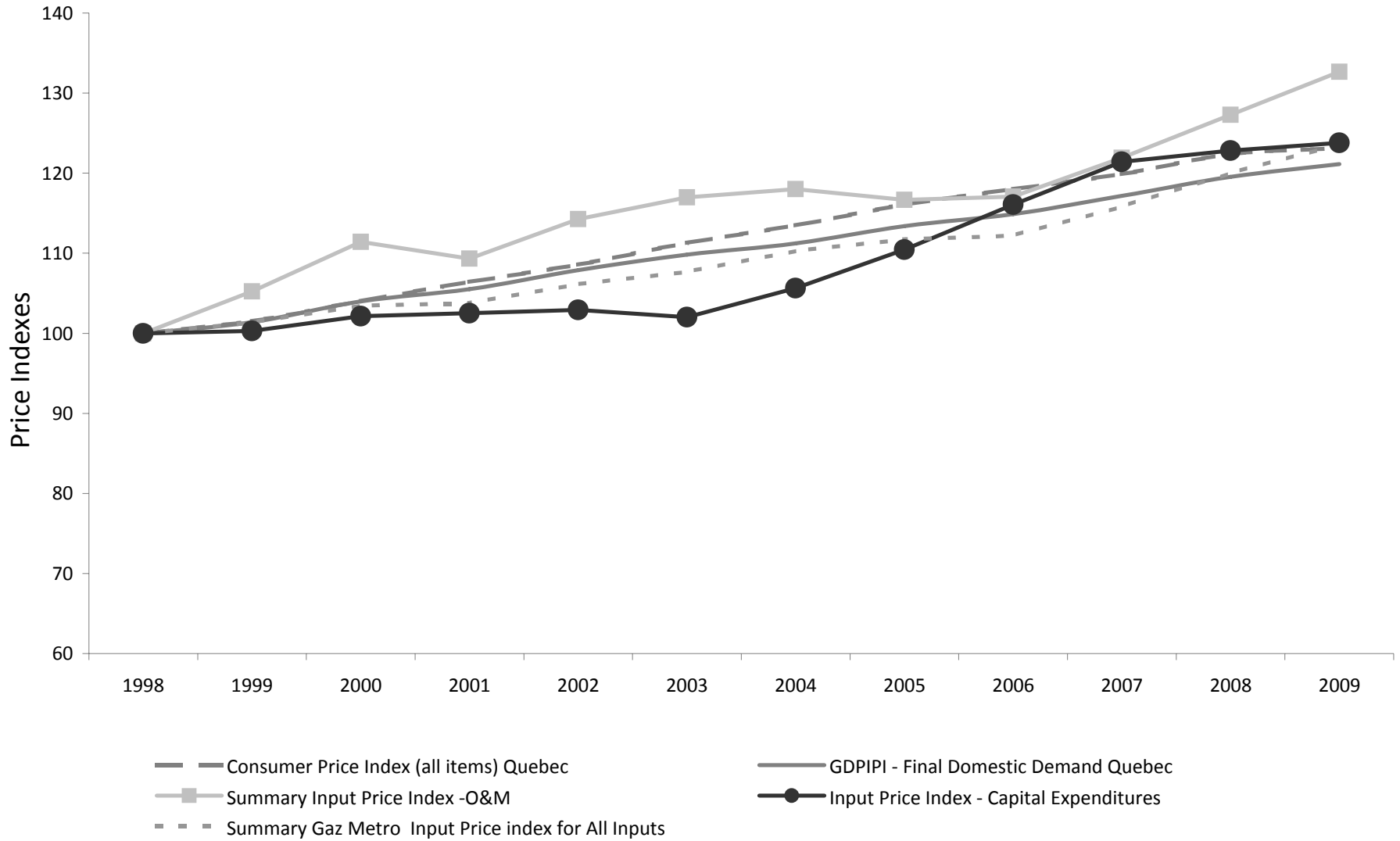
¹Source: Statistics Canada. Table 326-0021 - Consumer Price Index (CPI) of Quebec, 2005 baskets, annual (index, 2000=100)

²Source: Statistics Canada. Table 384-0036 - Implicit price index, gross domestic product, final domestic demand (GDP FDD) of Quebec, provincial economic accounts, annual (index, 2000=100)

³Source: Statistics Canada. Table 383-0025 - Canadian Natural Gas Distribution, Water, and Other Systems Capital Stock Price (index, 2000=100). 1998-2007.

Where this index was not available (in 2008-2009), values were imputed using the growth rates in the electric utility construction price index. Source: Statistics Canada. Table 327-0011

Figure 1
**How Selected Macroeconomic Price Indexes Compared to
 Gaz Metro Input Price Indexes**



the productivity of the Canadian economy. Growth in the $\text{GDPIPI}^{\text{FDD}}_{\text{Quebec}}$ does reflect the productivity growth of the Canadian economy, but this has actually been slightly negative in recent years.

Considering, additionally, the substantial complexity of a summary input price index for total cost, which involves several input categories and a capital service price, we recommend using the Quebec $\text{GDPIPI}^{\text{FDD}}$ as the inflation measure in any *comprehensive* revenue or cost benchmark index that might ultimately be adopted for Gaz Metro. Our research suggests that there is no need for an inflation differential term in the X factor of such an index. On the other hand, the comparatively simple custom input price indexes that we have developed for Gaz Metro's O&M expenses and capex are recommended for any benchmark indexes for these costs that might be adopted.

3.4.2 Implementation Issues

Recall from Section 3.3.3 that annual growth rates in the capital stock price index for the engineering structures of gas and water utilities are not released for several years. We used the growth in Stats Canada's summary construction cost index for *power* distribution for the last two years as a replacement in the historical sample. We recommend this index as at least a *provisional* escalator for Gaz Metro's proposed capex benchmark index. Use of this alternative index raises the question of whether capex awards (and any penalties) should be revised when the preferred gas and water capital stock price index numbers are released. This would improve the fairness of the cost benchmark escalator but increase the complexity of plan administration.

Another implementation issue is whether the cost shares on the O&M input price index should be periodically updated if such an index is used in an O&M benchmark index. Freezing the cost shares at their 2009 level would simplify operation of the IR plan and strengthen Gaz Metro's performance incentives. An alternative approach meriting consideration would be to assign 50/50 weights to the labor and M&S price indexes. This would be uncompensatory to Gaz Metro at the outset, and it is probably unreasonable to assume that the Company's labor cost share is too high.

4. Other Research

4.1 Forward-Looking Productivity Growth Targets

X factors were noted in Section 2.2 to be conventionally calculated using an estimate of the productivity trend of a group of utilities. The productivity trends of utilities in the same region as the subject utility are often used for this purpose.²² This approach isn't feasible in the case of Gaz Metro, for several reasons.

- Standardized data are unavailable that would enable us to calculate the productivity trends of other Canadian gas distributors, such as Enbridge, Union, ATCO, or Terasen.
- Most gas distributors in nearby areas of the United States (*e.g.*, the Northeast) face a considerably different set of business conditions that include more extensive cast iron and/or bare steel mains, slower customer growth, and substantially higher residential customer density.

We have developed an alternative approach to establishing productivity targets that sidesteps these challenges. This approach combines our econometric research on U.S. gas distributor cost elasticities --- first discussed in Section 3.3.2 and explained further in the Appendix Section A.3 --- with Denny, Fuss, and Waverman's mathematical analysis of the sources of productivity growth. Econometric estimates of cost model parameters are used to calculate the productivity growth that would typically be achieved by U.S. gas distributors given Gaz Metro's own business conditions. We have used this general approach as an aid to setting productivity targets in work for the OEB and the ESC. A forward-looking analysis is possible which integrates Gaz Metro forecasts of its future business conditions.

Our econometric analyses of O&M expenses, capex, and total cost all identified only two sources of productivity growth that need be considered in a forward-looking projection for Gaz Metro: technical change and the realization of scale economies from output growth. Our research also revealed that the productivity growth of gas distributors

²² The X factor in the current price cap index for Central Maine Power, for instance, is based on the productivity trend of power distributors in the northeast United States.

is affected by growth in electric customers and changes in reliance on cast iron and bare steel mains, but these are not germane to the situation of Gaz Metro.²³ The productivity growth target formula is thus

$$\text{Growth Productivity} = \text{Technical change} + \text{Scale Economy Effect}. \quad [24]$$

We used as our proxy for Gaz Metro's technical change potential the (negative of) the trend variable parameter estimate from the appropriate econometric model. We added to this the estimated scale economy effect that would result from Gaz Metro's forecast of growth in its customers and line kilometers in the next few years.

In the Denny Fuss and Waverman theory, the effect of incremental scale economies on productivity growth is given by the formula

$$\text{Scale Economy Effect} = (1 - \text{SUM Output Elasticities}) \times \text{growth Outputs}^C. \quad [25]$$

The scale economy effect thus depends on two conditions. One is the possibility of incremental scale economies from output growth. This depends on the sum of the output-related cost elasticities. The intuition for this is that, if these elasticities sum to less than one, cost grows less rapidly than output. If the elasticities sum to 0.80, for instance, 1% output growth is achieved with only 0.8% cost growth and productivity growth increases by 20 basis points. The second determinant of the scale effect is the pace of output growth. Provided that incremental scale economies are possible, these economies will be greater the more rapid is output growth. Output should be measured by a cost-based output metric. We measured future output growth using the same output formulas that we used to calculate Gaz Metro's historical productivity growth.

Results of this analysis are reported in Table 10. It can be seen that the forward-looking productivity growth projection for O&M expenses is 1.55% annual growth. This is well above what the Company has recently achieved but very similar to the O&M productivity growth target in the first IR plan of Gazifere. The 1.92% and 1.11% productivity growth targets for capex and total cost, respectively, are well below the productivity growth that Gaz Metro recently achieved. The 1.11% TFP growth target is very similar to the 1.18% trend in the TFP^C of U.S. gas distributors which we reported in

²³ It is noteworthy that the application of our general productivity growth target methodology to all of the distributors in our U.S. sample yielded an average productivity growth target that was similar to the average productivity index trend that we reported in our recent California testimony.

Table 10

Calculating External Productivity Targets for Gaz Metro: Standard Elasticities

| | Estimated Trend Effect | Scale Economy Effect | | | | | | Forward Productivity Growth Target | |
|-------------------------|------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|---------------------|----------------------|----------------------|------------------|------------------------------------|----------------------|
| | | Estimated Elasticity Weight | Forecasted Output Growth ¹ | | | | SUM Elasticities | | Scale Economy Effect |
| | | | Total Customers | Change in Customers | Change in Line Miles | Summary Output Index | | | |
| | | | | | | | | | |
| O&M Expenses | 1.16% | Gaz Metro Elasticity Share: 100.0% | 2.00% | | | 2.00% | 0.80 | 0.39% | 1.55% |
| Capex | 1.82% | Gaz Metro Elasticity Share: 11.60% | 2.00% | 24.20% | 48.33% | 15.87% | | | |
| | | | 2.00% | 1.80% | 1.80% | | | | |
| | | | | | | 1.87% | 0.95 | 0.10% | 1.92% |
| Total Cost | 0.81% | Gaz Metro Elasticity Share: 73.85% | 2.00% | | 26.15% | | | | |
| | | | | 1.80% | | 1.95% | 0.85 | 0.30% | 1.11% |

¹ Forecasts prepared by Gaz Metro

our recent California testimony. Gaz Metro has more potential to realize incremental scale economies than the typical firm in our U.S. sample but has no opportunity to realize productivity gains from growth in the number of electric customers. Should the Task Force desire an external TFP target without the econometric methodology we used for the forward looking targets, the 1.18% growth trend in the TFP^C of U.S. gas distributors is a sensible alternative.

4.2 Stretch Factor

The stretch factor term of the X factor was noted in Chapter 2 to facilitate the sharing, between utilities and customers, of any benefits that are expected to result from the stronger performance incentives that are generated by an IR plan. We have relied on three sources in developing our stretch factor recommendation. One is historical precedent. Our research over the years has revealed that the average explicit stretch factor approved for rate and revenue indexing plans of North American energy utilities is around 0.50%. For example, a 0.50% “facteur de productivite additional” was approved by the Regie for the X factor in the first IR plan for Gazifere.

A second substantive basis for choosing stretch factors is incentive power research. We have developed an incentive power model that estimates the typical cost performance improvements that will be achieved by utilities under stylized regulatory systems. The use of numerical analysis permits us to consider regulatory systems of considerable relevance.²⁴ Clients who have supported the development of this model have included Sempra Energy, the Ontario Energy Board, and several Canadian utilities. We can use the model to compare the expected performance gains, under any proposed IR plan, to the gains expected under the typical regulatory systems of the companies in the U.S. gas distributor sample that we used to make forward-looking productivity growth targets. The last step in the analysis is to share via the stretch factor the expected benefits of any strengthening of performance incentives that would result from a more incentivized regulatory system.

²⁴ For example, we can consider the incentive power of a five year revenue cap with a 50/50 earnings sharing mechanism and an efficiency carryover mechanism between rate plans.

Preliminary Discussion and Results

Based on our experience, we believe that gas distributors in our U.S. sample held rate cases about every three years on average during the sample period we used to estimate our econometric models. Earnings sharing mechanisms were uncommon. We are interested in the performance improvement in moving from this kind of regulatory system to the regulatory systems that are under consideration for Gaz Metro.

One complication that we encounter in considering the regulatory systems under consideration for Gaz Metro is that it is difficult, using the numerical analysis in our incentive power research, to model a regulatory system that involves only awards and no penalties. The results we present here assume for simplicity that there is symmetrical 50/50 sharing of all deviations between the Company's costs and index-based revenue requirements or cost benchmarks. With this modification, the incentive power impact of the kind of cost benchmarking plan that Gaz Metro is proposing are similar to those from an update of the current comprehensive revenue cap.²⁵

Our incentive power research suggests that a three year rate case cycle with no earnings sharing will produce cost performance gains averaging about 0.90% in the longer run. The benefits of Gaz Metro's new regulatory system depend on the frequency of a full cost true up, such as would result if a rate case would occur between plan updates. Although the Company indicates an interest in eliminating full cost true ups, we assume here that true ups will occur every seven years. Assuming additionally symmetric 50/50 sharing, our incentive power model predicts typical long run performance gains of 1.33%. A stretch factor equal to *all* of the predicted acceleration in annual performance improvement is $1.33 - 0.90 = 0.43\%$. A stretch factor equal to *half*

²⁵ Suppose, for example, that rates are initially set on the basis of a cost forecast ($Cost^{Forecasted}_t$) and that there is a subsequent full true up with interest for the deviation of actual cost ($Cost^{Actual}_t$) from the forecast. Suppose also that rates are, additionally, subject to symmetrical 50/50 sharing of the deviation of actual O&M expenses (COM^{Actual}_t) and capital cost (CK^{Actual}_t) from corresponding index-based cost benchmarks (COM^{Target}_t and CK^{Target}_t). It can then be shown that the net present value of revenue earned from activity in each year t is given by

$$\begin{aligned}
 Revenue_t &= Cost^{Forecasted}_t + (Cost^{Actual}_t - Cost^{Forecasted}_t) \\
 &\quad - 0.50 (COM^{Actual}_t - COM^{Target}_t) - 0.50 (CK^{Actual}_t - CK^{Target}_t) \\
 &= Cost^{Actual}_t - 0.50 [(COM^{Actual}_t + CK^{Actual}_t) - (COM^{Target}_t + CK^{Target}_t)] \\
 &= Cost^{Actual}_t - 0.50 (Cost^{Actual}_t - Cost^{Target}_t) \\
 &= Cost^{Actual}_t - 0.50 (Cost^{Actual}_t - Cost^{Target}_t) + (Cost^{Target}_t - Cost^{Target}_t) \\
 &= Cost^{Target}_t + 0.50 (Cost^{Target}_t - Cost^{Actual}_t).
 \end{aligned}$$



Preliminary Discussion and Results

of the performance gains is $0.5 * 0.43 = 0.22$. We have traditionally advocated for half of the performance gains to be shared with customers via the stretch factor.

A final consideration in considering a stretch factor for Gaz Metro's new Performance Incentive Mechanism is the *level* of productivity that Gaz Metro has already achieved. Recall from our discussion in Section 2.1 that a high level of initial efficiency reduces prospects for reductions in X-inefficiency. This is an empirical issue, and Gaz Metro has not to our knowledge filed a rigorous study of its operating efficiency. However, it is noteworthy that the Company averaged productivity growth in the last ten years that is well above the norm for U.S. gas distributors. The Regie approved 0.20% and 0.30% "facteurs de productivite additionelles" in the second and third mechanisms incitatifs of Gazifere.

All things considered, the indicated range of potential stretch factors when the X factor is based on our forward looking external productivity growth projections is [0.20, 0.50]. If the Company's own historical productivity growth trend is used to set X, our research indicates no need for a stretch factor if there is symmetrical 50/50 sharing since the new Performance Incentive Mechanism would have the same incentive power as the old mechanism.



5. Summing Up

5.1 Revenue Cap

If the Task Force chooses a *comprehensive* revenue cap or cost benchmark index for Gaz Metro, we recommend one based on the cost efficiency metric TFP^C rather than a revenue-based metric such as that required for the Company's current Performance Incentive Mechanism. This would be more in line with the current revenue cap of Enbridge. Such an index would have the following general form:

$$growth\ Cost = growth\ GDPIPI^{FDD}_{Quebec} - X + growth\ Outputs^C. \quad [20]$$

Our research did not indicate the need for a custom input price index.

Our research also suggests that the output measure in the total cost escalator should be the two-category elasticity-weighted output index that we used to measure Gaz Metro's TFP^C . The following alternative and simpler formula would be even more similar to that in the revenue cap of Enbridge:

$$growth\ Cost/Customer = growth\ GDPIPI^{FDD}_{Quebec} - X. \quad [21]$$

We do not, however, recommend replacing the X factor with a “% of GDPIPI growth” term like that in the current Enbridge and Gazifere revenue caps. TFP growth potential does not rise and fall with inflation. The Company would experience a windfall gain in periods of unusually slow inflation and a windfall loss in periods of hyperinflation. Operating risk would be increased, raising the indicated WACC.

The X factor in [20] (or [21]) can be calculated using the following formula.

$$X = target\ TFP^C + (trend\ GDPIPI^{FDD}_{Quebec} - trend\ Input\ Prices^{Gaz\ Metro}) + Stretch$$

Our research suggests that the TFP^C growth target should lie in the [1.11%-1.67%] range. The limitations of our capital cost data for Gaz Metro, as well as incentive problems down the road, raise concern about the use of the Company's own productivity trend as a productivity target. The stretch factor should lie in the [0.20%-0.50%] range. There is no need for an inflation differential.

5.2 Index-Based Cost Targets

Should the Task Force instead choose index-based cost benchmarks for O&M and capital spending, as Gaz Metro proposes, it should recognize the special difficulties in



developing productivity targets for components of total cost. Gaz Metro had unusually slow O&M productivity growth and unusually rapid capex productivity growth during the sample period. The Company's *future* O&M and capex productivity trends may be quite different from these trends. For example, it may need to accelerate capital spending to replace aging facilities, and this may stimulate growth in O&M productivity. The Company has in fact proposed to increase replacement capital spending. Consider also that the inherent instability of the Company's capex productivity makes its productivity trend very sensitive to the sample period.

These are arguments in favor of the external, forward looking productivity growth targets that we have developed using U.S. data. The adoption of these targets is tantamount to assuming a reversion to more normal productivity growth trends of U.S. gas distributors. However, these targets may not provide a capex benchmark that is commensurate with the new investment program that Gaz Metro has proposed.

5.2.1 O&M Expenses

An index-based O&M cost benchmark for Gaz Metro should have the following escalation formula:

$$\text{growth Cost}^{O\&M} / \text{Customer} = \text{growth Input Prices}^{OM}_{Gaz\ Metro} - X. \quad [22]$$

Recall that our research did not indicate a need for an elasticity-weighted output index for O&M expenses. We once again do not recommend replacing X with a share of inflation term. O&M productivity growth does not rise and fall with inflation.

The X factor in [22] can be calculated using the following formula.

$$X = \text{target TFP}^C_{O\&M} + \text{Stretch}$$

Our research suggests that the productivity target should lie in the [0.75%, 1.55%] range. The stretch factor should once again lie in the [0.20%-0.50%] range.

5.2.2 Capex

Should the Task Force choose an index-based capex benchmark for Gaz Metro, the escalator should have the following general form.

$$\text{growth Capex} = \text{growth Input Prices}^{Capex} - X + \text{growth Outputs}^C. \quad [23]$$



Our research suggests that the number of customers served is not an adequate output variable for such a model. We instead recommend the four-category elasticity-weighted output index that we used to measure the capex productivity of Gaz Metro. We once again do not recommend replacing X with a share of inflation term. Capex productivity growth does not rise and fall with inflation.

The X factor in [23] can be calculated using the following formula:

$$X = \text{target Productivity}^{\text{Capex}} + \text{Stretch}.$$

Our research suggests that the productivity target should lie in the [1.92%-2.38%] range. The stretch factor should once again lie in the [0.20%-0.50%] range.

5.3 Suggestions for Further Research

Modest improvements in accuracy and relevance research results can be obtained with steps such as the following.

- Productivity trend results for Gaz Metro can be extended to 2010.
- The start date of the O&M productivity index can be extended further into the past because it doesn't require line kilometer data.
- We could upgrade the line mile variable in order to assign greater weight to transmission line and larger mains.
- Small refinements in the capital cost treatment may improve the ability of our index to track the capital costs that Gaz Metro actually incurred during the sample period.

Note that these tasks would involve additional expense and delay the finalization of the research project.

Appendix

This Appendix contains additional details of our research. Sections A.1 and A.2 discuss our input and output quantity indexes respectively. Details of our econometric cost research using U.S. data are provided in Section A.3. Section A.4 discusses the calculation of capital cost. Section A.5 addresses our method for calculating productivity growth rates and trends. The Appendix concludes in Section A.6 with details of our input price research.

A.1 Input Quantity Indexes

A.1.1 Index Form

The summary input quantity indexes for O&M and total cost were of Törnqvist form.²⁶ This means that their annual growth rates were determined by the following general formula:

$$\ln\left(\frac{Inputs_t}{Inputs_{t-1}}\right) = \sum_j \frac{1}{2} \cdot (sc_{j,t} + sc_{j,t-1}) \cdot \ln\left(\frac{X_{j,t}}{X_{j,t-1}}\right). \quad [A1]$$

Here in each year t ,

| | |
|------------|---|
| $Inputs_t$ | = Summary input quantity index |
| $X_{j,t}$ | = Quantity subindex for input category j |
| $sc_{j,t}$ | = Share of input category j in the applicable cost. |

It can be seen that the growth rate of the index is a weighted average of the growth rates of the input quantity subindexes. Each growth rate is calculated as the logarithm of the ratio of the quantities in successive years. Data on the average shares of each input in the applicable cost of Gaz Metro in the current and prior years served as weights.

A.1.2 Input Quantity Subindexes

The approach used in this study to measure the trend in O&M input quantities relies on the theoretical result in relation [10] in Section 2.2.1 that the growth rate in the

²⁶ For seminal discussions of this index form see Törnqvist (1936) and Theil (1965).

cost of any class of input j is the sum of the growth rates in appropriate input price and quantity indexes for that input class. In that event,

$$growth\ Inputs_j = growth\ Cost_j - growth\ Input\ Prices_j. \quad [A2]$$

A.2 Output Quantity Indexes

Our econometric research indicated the need for multi-category output indexes to measure capex productivity and TFP^C . These indexes were determined using the following general formula.

$$\ln\left(\frac{Outputs^C_t}{Outputs^C_{t-1}}\right) = \sum_i se_i \cdot \ln\left(\frac{Y_{i,t}}{Y_{i,t-1}}\right). \quad [A3]$$

Here in each year t ,

$Outputs^C_t$ = Output quantity index

$Y_{i,t}$ = Amount of output i

se_i = Share of output measure i in the sum of the estimated total cost elasticities.

It can be seen that the growth rate of the summary output index is a weighted average of the growth rates of the output subindexes. Each growth rate is calculated as the logarithm of the ratio of the quantities in successive years. The weight for each output quantity measure is its share in the sum of our estimates of the elasticities of the applicable cost with respect to the output variables.

It is challenging to calculate elasticity shares that are appropriate for Gaz Metro using data on the operations of U.S. utilities. This is chiefly due to the fact that Gaz Metro has an extraordinarily low number of residential customers relative to the extensiveness of its system. We tried to finesse this problem in the capex and total cost productivity research through the following two-step procedure. We first calculated the marginal costs that correspond to the estimates of cost elasticities in our econometric cost models. Following an adjustment for currency differences and inflation since the midpoint of the econometric sample period, cost elasticities were then calculated using

Gaz Metro's cost and output levels.²⁷ The resultant elasticity weights for customers and line miles in the output index for total cost were about 74% and 26% respectively. The resultant elasticity weights for customers, growth in customers, line miles, and growth in line miles in the output index for capex were 12%, 24%, 48%, and 16% respectively.

A.3 Econometric Work

Econometric research with data on the operations of U.S. gas distributors was used to develop cost-based output indexes and forward looking productivity growth projections for Gaz Metro. This section provides further details of the econometric work. We begin with a discussion of the data and then turn to consideration of cost model specification, parameter estimates, and estimation procedures.

A.3.1 Data

Diverse data sources were used in our econometric cost research. Data for years prior to the start of the econometric sample period, which we use to calculate capital cost, were drawn from Uniform Statistical Reports that U.S. gas distributors filed with the American Gas Association.²⁸ The number of distributors that file these reports and release them to the public has always been limited and has declined over the years. The development of a good sample has therefore required us to obtain cost and quantity data from other sources including, most notably, annual distributor reports to state regulators. These reports are fairly standardized since they often use the Form 2 that interstate gas pipeline companies file with the Federal Energy Regulatory Commission. The chief source for our data on the output of US gas distributors was Form EIA 176. Data from all of these sources are compiled by commercial vendors. We obtained our data for the sample years of this study from one of the most respected vendors, SNL Financial.²⁹

US price data used in the study were drawn from Whitman, Requardt & Associates, the Regulatory Research Associates unit of SNL Financial, the Bureau of

²⁷ For each output variable i , the custom elasticity formula was

$$elasticity_i = \text{marginal cost}_i^{US} \cdot \frac{Output_i^{Gaz Metro}}{Cost^{Gaz Metro}}$$

²⁸ USR data for some variables of interest are aggregated and published annually by the Association in *Gas Facts*.

²⁹ Where SNL data were insufficient we used data from other sources that we have used in the past such as GasDat.

Labor Statistics (“BLS”) of the U.S. Department of Labor, the Bureau of Economic Analysis (“BEA”) of the U.S. Department of Commerce, the Federal Reserve Bank, and Global Insight (formerly DRI-McGraw Hill). Data on the miles of transmission lines and distribution mains owned by distributors were obtained from the American Gas Association (“AGA”).

Our econometric research used a sample of data on the operations of 33 distributors. This is a sample for which quality data are available for the rigorous calculation of capital cost and prices as well as O&M expenses. The sample includes most of the larger U.S. distributors. Some of the sampled distributors also provide gas transmission and/or storage services but all were involved more extensively in gas distribution. The sampled companies are listed in Table A-1. The sample period for the econometric work was noted above to be 1998-2008. The resultant data set has 363 observations.³⁰ This sample is large and varied enough to permit identification of numerous drivers of gas distributor cost, as well as reasonably accurate estimation of their cost impact.

A.3.2 Definition of Variables

Cost

The costs addressed in the econometric work were non-fuel O&M expenses, capex, and capital costs. The non-fuel O&M expenses considered consisted of total gas utility O&M expenses less all reported expenses for gas production and purchase, gas transmission by others, compressor station fuel, customer service and information, employee pensions and benefits, and franchise fees. Capital costs consisted of amortization, depreciation, and return on net plant value. Taxes were excluded. Capital cost was calculated using the COS method.

Output

Only one statistically significant output measure was identified in the O&M cost research: the number of customers served. The number of customers, the expected change in customers, line miles, and the expected change in line miles were identified as

³⁰ Some observations for sample companies were excluded due to data problems.

Table A-1

**SAMPLE OF GAS DISTRIBUTORS USED IN
THE EMPIRICAL RESEARCH**

| | |
|---|--|
| Baltimore Gas and Electric | Orange and Rockland Utilities |
| Boston Gas | Pacific Gas and Electric |
| Brooklyn Union Gas | PECO Energy |
| Cascade Natural Gas | Peoples Gas Light and Coke |
| Central Hudson Gas & Electric | Peoples Natural Gas |
| Connecticut Natural Gas | Public Service Electric and Gas |
| Consolidated Edison Company of New York | Public Service Company of Colorado |
| East Ohio Gas | Public Service Company of North Carolina |
| Gaz Metro | Puget Sound Energy |
| Louisville Gas and Electric | Questar Gas |
| Madison Gas and Electric | Rochester Gas and Electric |
| New Jersey Natural Gas | San Diego Gas & Electric |
| Niagara Mohawk Power | Southern California Gas |
| North Shore Gas | Southern Connecticut Gas |
| Northern Illinois Gas | Washington Gas Light |
| Northwest Natural Gas | Wisconsin Gas |
| | Wisconsin Power and Light |

Number of companies: 33

output measures in the capex research. Both of the expected change variables were calculated as three year moving averages of the annual growth in customers in the current year and the two following years. The number of customers and the total miles of transmission lines and distribution mains were identified as output variables in the total cost research. We expect cost to be higher the higher output is. The parameters of all of these variables should therefore have positive signs.

Input Prices

Cost theory also indicates that the prices paid for production inputs are relevant business condition variables. In the non-fuel O&M cost research we used a summary O&M input price index.³¹ In the capex research we used a single-category capex price index. In the total cost research we used a summary index that encompassed prices of capital as well as O&M inputs.

The O&M input price index was constructed by PEG Research from U.S. price indexes for labor and materials and services. We developed the labor price index from BLS data. Occupational Employment Survey (“OES”) data for 2004 were used to construct average wage rates for the service territory of each sampled distributor. These were calculated as a weighted average of the OES pay level for several job categories using weights that correspond to the gas distribution sector of the U.S. economy. Values for other years were calculated by adjusting the level in 2004 for the estimated inflation in the regional salaries and wages of utility workers. The estimated inflation was calculated from BLS employment cost indexes.

Prices for material and service (“M&S”) O&M inputs were assumed to have a 25% local labor content and therefore tend to be a little higher in regions with higher labor prices. We used the 2004 labor price levelization just explained to achieve this. Values for other years were calculated by adjusting the level in 2004 for the inflation in gas utility M&S input price indexes found in the Global Insight *Power Planner*.

An O&M input price index is normally constructed by combining labor and M&S input prices using utility-specific cost share weights. However, data were unavailable for

³¹ In estimating each cost model we divided cost by the appropriate summary input price index. This is commonly done in econometric cost research because it simplifies model estimation and enforces the relationship between cost and input prices that is predicted by economic theory.

many distributors on the breakdown of O&M expenses between M&S expenses and salaries and wages during the sample period. To rectify this problem we calculated separate O&M input price subindexes for distributor transmission, storage, and distribution, customer care (customer accounts and sales), and general administration. The cost share weights for each of these activities were, for sampled utilities lacking the necessary data, the typical breakdown of O&M expenses into salaries and wages and materials and services for distributors in the sample for which these data were available. We then constructed summary O&M input price indexes using utility specific cost share weights for each LDC activity.

The construction of the COS capital service price required data on capex prices and the rate of return on plant. The rate of return on plant was a 50/50 average of a bond yield and a rate of return on equity (“ROE”). For the bond yield, we used the average annual yield on Baa-rated bonds as calculated by Moody’s Investor Service and reported by the Federal Reserve Bank. We used as the return on equity the annual average of the effective allowed ROEs, for a large sample of distributors, which were approved by their regulators. These ROE data were obtained from Regulatory Research Associates.

We calculated an index of market construction costs which was allowed to vary between the service territories of sampled distributors in 2009 in proportion to the relative cost of construction as measured by the total (material and installation) City Cost Indexes published in *RS Means Heavy Construction Cost Data 2010*. The market construction cost index values for earlier years were determined for each company using the rates of inflation in the appropriate regional Handy Whitman construction and equipment cost index for total gas utility plant.³²

Other Business Conditions

Four other business condition variables are included in the O&M cost model. One is the number of customers that receive electric service from the distributor. This variable is intended to capture the extent to which the company has diversified into power distribution. Such diversification will typically lower reported gas utility cost due to the

³² Whitman, Requardt and Associates, *Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs* (Baltimore Whitman, Requardt and Associates, various issues).

Preliminary Discussion and Results

realization of scope economies. These economies occur when inputs are shared in the provision of multiple services. The extent of diversification is greater the greater is the number of electric customers. We would therefore expect the value of this variable's parameter to be negative.

A second business condition variable in the O&M cost model is the share of the total miles of transmission line and distribution main that are made of cast iron. These are calculated from the AGA line mile data. Cast iron and bare steel pipe were common in gas system construction in the early days of the industry. They are still extensively used in the older distribution systems found in the Midwest and the East. Greater use of cast iron and bare steel tends to raise O&M expenses. The sign for each variable's parameter should therefore be positive.

A third additional business condition variable is a binary variable that indicates whether a company serves a densely settled urban core in addition to or instead of suburbs and small towns. Gas service is generally more costly in urban cores. Accordingly, we expect the parameter of this variable to have a positive sign.

The O&M cost model also contains a trend variable. This permits predicted cost to shift over time for reasons other than changes in the specified business conditions. The trend variable captures the net effect on cost of diverse conditions, such as technological change, that are otherwise excluded from the model. Parameters for such variables typically have a negative sign in statistical cost research.

The capex model contains the following five additional business condition variables.

- Number of electric customers
- Share of line miles cast iron
- Share of line miles bare steel
- Urban core dummy
- Trend variable

As in the O&M cost model, the number of electric customers, the urban core dummy, and the trend variable are expected to have negative, positive, and negative signs respectively. The shares of distribution miles that are cast iron and bare steel should both have positive parameters.



The total cost model has the following four additional business condition variables.

- Number of electric customers
- Average (non time-varying) share of line miles cast iron
- Urban core dummy
- Trend variable

The number of electric customers, the urban core dummy, and the trend variable have the same expected signs as in the O&M and capex models. Cast iron mains raise O&M expenses but lower capital costs due to their advanced depreciation. The parameter for the cast iron variable therefore cannot be predicted in the total cost model.

A.3.3 Parameter Estimates

Estimation results for the O&M, capex, and total cost models are reported in Tables A-2, A-3, and A-4, respectively. In all of the tables, the parameter values for the output variables are elasticities of the cost with respect to these variables at sample mean values of the business conditions. The table also reports the values of the t statistic and p value that correspond to each parameter estimate. A parameter estimate is deemed statistically significant if the hypothesis that the true parameter value equals zero is rejected. This statistical test requires the selection of a critical value for the test statistic.

In this benchmarking study we employed critical values appropriate for a 90% confidence level in a large sample. The critical value of the t statistic corresponding to this confidence level is about 1.645. The corresponding critical value for the p value is 0.10. An estimate with a t statistic of 1.645 or greater and a p value of 0.10 or less is statistically significant at a confidence level of at least 90%. The test statistics were used in model specification. All business condition variables were required to have statistically significant and plausible parameter estimates.

Table A-2

Econometric Model of O&M Expenses

VARIABLE KEY

N = Number of Gas Customers
 E = Number of Electric Customers
 UC = Urban Core Binary Variable
 CI = % Cast Iron Distribution Miles
 Trend = Time Trend

| EXPLANATORY VARIABLE | ESTIMATED COEFFICIENT | T-STATISTIC | P-VALUE |
|------------------------|-----------------------|-------------|---------|
| N | 0.800 | 66.19 | 0.000 |
| E | -0.014 | -8.69 | 0.000 |
| UC | 0.147 | 6.75 | 0.000 |
| CI | 0.090 | 13.29 | 0.000 |
| Trend | -0.012 | -4.70 | 0.000 |
| Constant | 6.883 | 175.56 | 0.000 |
| System Rbar-Squared | 0.939 | | |
| Sample Period | 1998-2008 | | |
| Number of Observations | 363 | | |

Table A-3

Econometric Model of Capital Expenditure

VARIABLE KEY

N = Number of Gas Customers
 CN = Change in Number of Customers
 M = Miles of Main
 CM = Change in Miles of Main
 UC = Urban Core Binary Variable
 CI = % Cast Iron Miles
 BS = % Bare Steel Miles
 E = Number of Electric Customers
 Trend = Time Trend

| EXPLANATORY VARIABLE | ESTIMATED COEFFICIENT | T-STATISTIC | P-VALUE |
|------------------------|-----------------------|-------------|---------|
| N | 0.339 | 4.64 | 0.000 |
| CN | 0.044 | 2.05 | 0.042 |
| M | 0.530 | 6.49 | 0.000 |
| CM | 0.035 | 2.96 | 0.003 |
| UC | 0.094 | 2.10 | 0.037 |
| CI | 0.123 | 5.21 | 0.000 |
| BS | 0.041 | 2.66 | 0.008 |
| E | -0.008 | -2.49 | 0.013 |
| Trend | -0.018 | -3.17 | 0.002 |
| Constant | 6.846 | 80.91 | 0.000 |
| System Rbar-Squared | 0.807 | | |
| Sample Period | 1998-2007 | | |
| Number of Observations | 264 | | |

Table A-4

Econometric Model of Total Cost

VARIABLE KEY

N = Number of Gas Customers
M = Miles of Main
UC = Urban Core Binary Variable
E = Number of Electric Customers
CI = % Cast Iron Distribution Miles
Trend = Time Trend

| EXPLANATORY VARIABLE | ESTIMATED COEFFICIENT | T-STATISTIC | P-VALUE |
|------------------------|-----------------------|-------------|---------|
| N | 0.757 | 42.623 | 0.000 |
| M | 0.089 | 3.445 | 0.001 |
| UC | 0.100 | 5.740 | 0.000 |
| E | -0.004 | -2.429 | 0.016 |
| CI | 0.069 | 6.323 | 0.000 |
| Trend | -0.008 | -6.123 | 0.000 |
| Constant | 12.504 | 435.444 | 0.000 |
| System Rbar-Squared | 0.957 | | |
| Sample Period | 1998-2008 | | |
| Number of Observations | 363 | | |

O&M Cost Model

Examining the results in Table A-2 it can be seen that a 1% increase in the number of customers raised cost by about 0.80%. This indicates the availability of substantial incremental scale economies from customer growth. 1% growth in the number of customers raised productivity growth by about 20 basis points. Here are the results for the other business conditions.

- Reported gas distributor O&M expenses were lower the greater were the number of electric customers served.
- Expenses were higher the greater was the share of mains made of cast iron
- Expenses were higher for distributors serving urban cores.
- Cost shifted downward over time by 1.16% annually due to technological change and other conditions that are not itemized in the model.

The table also reports the adjusted R² statistic for the model. This measures the ability of the model to explain variation in the sampled costs of distributors. Its value was 0.94, suggesting that the explanatory power of the model was high.

Capex Model

The results reported in Table A-3 for capex are also sensible. At the sample mean, a 1% increase in the number of customers raised capex by about 0.34%. A 1% increase in expected customer *growth* raised capex by 0.04%. A 1% increase in line miles raised capex by 0.53%. A 1% increase in expected line mile growth raised capex by 0.04%. The sum of these elasticities was 0.95, indicating the availability of modest incremental scale economies from output growth. 1% growth in all four output variables would increase capex productivity by about 5 basis points.

The estimates of the parameters of the other business conditions were also sensible.

- Capex was higher the greater was the percentage of mains made of cast iron or bare steel.
- Capex was higher for distributors that served a core urban area.
- Capex shifted downward over time by about 1.8% annually for reasons not otherwise explained in the model.

The 0.807 adjusted R^2 suggests that the explanatory value of the model was fairly high.

Total Cost Model

As for the total cost model, at the sample mean a 1% increase in the number of customers raised cost by 0.76%. A 1% increase in miles of transmission line and distribution main raised cost by about 0.09%. The sum of the two output elasticities was 0.85%, indicating the availability of modest incremental scale economies from output growth. A 1% increase in both output variables would raise productivity growth by about 15 basis points.

The estimates of the parameters of the other business conditions in the total cost model were also sensible.

- Total cost was higher the greater was the average percentage of distribution mains made of cast iron.³³
- Cost was higher for distributors that served a core urban area.
- Cost shifted downward over time by about 0.81% annually for reasons not otherwise explained in the model.

The 0.957 adjusted R^2 was the highest for the three models that we developed. This makes sense because it is generally easier to model cost at a more aggregated level.

A.3.4 Form of the Econometric Cost Models

Specific forms must be chosen for cost models used in econometric research. Forms commonly employed by scholars include the linear, the double log, and the translog. In the following cost model of linear form,

³³ Evidently, higher O&M expenses offset lower capital cost at sample mean values of the business condition variables.

$$C_{h,t} = a_0 + a_1 \cdot N_{h,t} + a_2 \cdot W_{h,t}, \quad [A1]$$

the variable $C_{h,t}$ is the cost of firm h in year t , $N_{h,t}$ is the number of customers it served, and $W_{h,t}$ is the price of labor. Here is an analogous cost model of double log form.

$$\ln C_{h,t} = a_0 + a_1 \cdot \ln N_{h,t} + a_2 \cdot \ln W_{h,t}. \quad [A2]$$

The double log form is so-called because the left-hand side and right-hand side variable are logged. With this specification, the parameter corresponding to each business condition variable is the elasticity of cost with respect to the variable. For example, the a_1 parameter indicates the percentage change in cost resulting from 1% growth in the number of customers. Elasticity estimates are informative and make it easier to assess the reasonableness of model results. We mean-scale the data so that the parameter estimates are elasticities at sample mean values of the business conditions.

It is also noteworthy that, in a double log model, the elasticities are *constant* in the sense that they are the same for every value that the cost and business condition variables might assume.³⁴ The sum of elasticities, which as we have seen determines the opportunity for incremental scale economies from output growth, is the same for all firms. This treatment is restrictive, and may be inconsistent with the true form of the cost relationship that we are trying to model.

The alternative translog functional form adds quadratic terms (*e.g.* $\ln N_{h,t} \cdot \ln N_{h,t}$) and interaction terms (*e.g.* $\ln N_{h,t} \cdot \ln W_{h,t}$) to the basic double log specification. These terms make the form more flexible but would increase the complexity of the cost model and any output quantity indexes derived from it. For the gas distribution dataset that we have gathered, the addition of such terms would also strain our ability to estimate model parameters accurately. We have elected in this study to eschew the translog form in the hopes of simplifying the presentation and identifying a larger number of cost drivers. In each model, we logged cost and all variables that did not contain zero or negative values. The resultant parameters for all of the output variables are the elasticities of cost with respect to these variables.

³⁴ Cost elasticities are not constant in the linear model that is exemplified by equation [A1].

A.3.5 Econometric Model Estimation

A variety of estimation procedures are used in econometric research. The appropriateness of each procedure depends on the assumptions made about the distribution of the error terms. The estimation procedure that is most widely known, ordinary least squares (“OLS”), is readily available in over the counter econometric software. Another class of procedures, called generalized least squares (“GLS”), is appropriate under assumptions of more complicated error specifications. For example, GLS estimation procedures can permit the variance of the error terms of cost models to be heteroskedastic in the sense that they vary across companies. Variances can, for example, be larger for companies with large operating scale. Estimation procedures that address *several* of the error term issues that are routinely encountered in cost research are not readily available in commercial econometric software packages such as GAUSS. They require, instead, the development of customized estimation programs. While the cost of developing sophisticated estimation procedures that are tailored for benchmarking applications is sizable, the incremental cost of applying them in different studies is typically small once they have been developed.

To obtain more efficient estimates of our model parameters we corrected for autocorrelation and heteroskedasticity in the error terms. These are common phenomena in statistical cost research. The estimation procedure was developed by PEG Research using the GAUSS statistical software program. Since we estimated the unknown model disturbance matrices consistently, the estimators we eventually computed are equivalent to Maximum Likelihood Estimators (“MLEs”).³⁵ Our estimates thus possess desirable statistical properties of MLEs.

A.4 Capital Cost

The service price approach to the measurement of capital cost has a solid basis in economic theory and is widely used in scholarly empirical work.³⁶ In the application of the general method used in this study, the non tax cost of a given class of utility plant j in

³⁵ See Dhrymes (1971), Oberhofer and Kmenta (1974), Magnus (1978).

³⁶ See Hall and Jorgensen (1967) for a seminal discussion of the service price method of capital cost measurement.

Preliminary Discussion and Results

a given year t ($CK_{j,t}$) is the product of a capital service price index ($WKS_{j,t}$) and an index of the capital quantity at the end of the prior year ($XK_{j,t-1}$).

$$CK_{j,t} = WKS_{j,t} \cdot XK_{j,t-1}. \quad [A4]$$

The value of the capital quantity index at the end of a given year depends on the quantities of plant added in that year and in a series of prior years that depends on the service life of the asset. The quantity of capital added in a given year $t-s$ (a_{t-s}) can be calculated as

$$a_{t-s} = \frac{VK_{t-s}^{add}}{WKA_{t-s}}$$

where VK_{t-s}^{add} is the gross value of plant additions and WKA_{t-s} is the capex (a/k/a asset) price index. The capital quantity index also depends on the particular way that the quantities added decline in later years due to depreciation.

For long-lived assets, the quantity of capital held at the start of our sample period, in 1998, depends on the quantity of plant additions in many prior years. In Gaz Metro's regulation a 33 year service life is typical for long-lived assets. The first year during which plant addition data are needed is therefore $1998-32 = 1966$. Unfortunately, data on the gross plant additions of Gaz Metro were not available before 1995. This greatly complicates the calculation of accurate capital quantity (and TFP) indexes.

In TFP research, when estimates are needed of plant additions before a certain year it is customary to assume that the net plant value at the end of the prior year (if available) resulted from a specific pattern of plant additions in the "benchmark" year and a series of prior years. A constant level of plant additions is often assumed for this purpose. Given, additionally, values for the capex price index in prior years, estimates can be obtained of the quantities of plant additions.

We attempted such a calculation for 1994 using the September 1994 values in Gaz Metro's rate base (Base de Tarification). For each asset class, the relevant sequence of years equaled the typical service life of the asset class. We assumed a thirty three year service life for long-lived assets. We were therefore required to specify a pattern of plant additions for each year of the 1961-1994 period. We assumed a five year service life for developpements informatiques and an eight year service life for other short-lived assets.



Preliminary Discussion and Results

Because the benchmark year is not far in the past, the accuracy of the capital quantity and TFP indexes is fairly sensitive to the reasonableness of the assumption concerning the pattern of prior plant additions for long-lived assets. We assumed that, for each year of the 1962-94 period, the quantity of capex differed from the mean quantity during the period in proportion to the ratio of an index of gross customer additions in the same year to the mean for the same period. Gross customer additions in a given year were estimated as any *positive* growth in the number of customers since the prior year. For developpement informatique and other short-lived asset we assumed instead a *constant* level of real plant additions over the previous five years and 8 years, respectively.

We obtained from Gaz Metro data on the number of customers it served in the 1965-94 period. We imputed values for the 1961-64 period. Our imputations assumed rapid customer growth, in the five years immediately following the extension of the TransCanada PipeLines system to Quebec in 1958, from our estimate of the base of customers that had previously received deliveries of manufactured gas. In constructing the customer additions index we assigned a double weight to commercial and industrial customers to account for the higher cost of connecting these customers to the system.

We explained in Section 3.2 above that a capital service price is constructed from data on the rate of return on plant and the trend in capex prices. In this study, we used as the rate of return the weighted average cost of capital assigned to Gaz Metro by the Regie. The authorized ROE that we used for this calculation did not include the adjustment from the Performance Incentive Mechanism.

The capex price index for long-lived assets was constructed using the price index for the Canadian capital stock of engineering structures of natural gas distribution, water, and other systems. This is unfortunately released by Stats Canada with a delay of at least two years and is therefore unavailable for the last two years of the sample period. For each of these years, we assumed that the growth rate of this price index was the same as the growth of a summary power distribution construction cost index. The capex price index for developpements informatiques was a price index for commercial software. The capex price index for other plant was the $GDPIPI^{FDD}_{Quebec}$. All of these indexes are calculated by Statistics Canada.

The calculation of capital price and quantity indexes requires specific formulas. We noted in Section 3.2 that we considered two methods, the cost of service and geometric decay methods. We discuss each in turn.

A.4.1 Cost of Service Approach

The COS formulas for calculating capital price and quantity are complex but reflect the broad outlines of how capital cost is calculated in North American utility regulation. For each year t of the sample period we define the following terms for each asset category.

| | |
|-----------------------|---|
| ck_t | Total non-tax cost of capital |
| ck_t^{Return} | Return on net plant value |
| $ck_t^{Depreciation}$ | Depreciation expense |
| xk_t | Total quantity of plant |
| xk_t^{t-s} | Subset of plant in year t that remains from plant additions in year $t-s$ |
| VK_t | Total (book) value of plant at the end of last year |
| N | Average service life of plant |
| r_t | Rate of return on net plant value |
| WKS_t | Capital (a/k/a service or rental) price |

The non-tax cost of capital is the sum of depreciation and the return on net plant value.

$$ck_t = ck_t^{Return} + ck_t^{Depreciation}$$

There is a return and depreciation associated with the investment in the current year or any prior year $t-s$ that has not been fully depreciated.³⁷ Assuming straight line depreciation and book valuation of utility plant, the non-tax cost of capital can then be expressed as

³⁷ The analysis assumes that depreciation and the return on net plant value is incurred in year t on the amount of plant remaining at the end of year $t-1$, as well as on any plant added in year t . This is tantamount to assuming that plant additions are made at the beginning of the year. This depends in turn on the amount of plant added (a_{t-s}) and the unit cost of construction (WKA_{t-s}) in that year.

$$\begin{aligned}
 ck_t &= \sum_{s=0}^{N-1} (WKA_{t-s} \cdot xk_t^{t-s}) \cdot r_t + \sum_{s=0}^{N-1} WKA_{t-s} (1/N) \cdot a_{t-s} \quad . \quad [A5] \\
 &= xk_t \cdot \sum_{s=0}^{N-1} \left(\frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \right) \cdot r_t + xk_t \cdot \sum_{s=0}^{N-1} WKA_{t-s} \cdot \frac{(1/N) \cdot a_{t-s}}{xk_t}
 \end{aligned}$$

The second term in the formula is a standardized approach to the calculation of depreciation that frees us from reliance on the depreciation expenses reported by utilities provided that we have many years of data on their gross plant additions.

The total quantity of capital used in each year t is the sum of the quantities of different ages in the rate base.

$$xk_t = \sum_{s=0}^{N-1} xk_{t-s} .$$

Under straight line depreciation it is true that in the interval $[N-1, 0]$,

$$xk_t^{t-s} = \frac{N-s}{N} \cdot a_{t-s} . \quad [A6]$$

The capital quantity in year t is thus linked to current and past plant additions by the formula

$$xk_t = \sum_{s=0}^{N-1} \frac{N-s}{N} a_{t-s} . \quad [A7]$$

The size of the addition in year t-s can then be expressed as

$$a_{t-s} = \frac{N}{N-s} \cdot xk_t^{t-s} . \quad [A8]$$

Equations [A5] and [A8] together imply that

$$\begin{aligned}
 ck_t &= xk_t \cdot \sum_{s=0}^{N-1} \frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \cdot r_t + xk_t \cdot \sum_{s=0}^{N-1} \frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \cdot \frac{I}{N-s} \quad [A9] \\
 &= xk_t \cdot WKS_t
 \end{aligned}$$

Capital is the product of a price and quantity index where the capital (service) price index has a formula

$$\begin{aligned}
 WKS_t &= \sum_{s=0}^{N-1} \frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \cdot r_t + \sum_{s=0}^{N-1} \frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \cdot \frac{I}{N-s} \quad [A10] \\
 &= \sum_{s=0}^{N-1} \frac{xk_t^{t-s}}{xk_t} \cdot WKA_{t-s} \cdot \left(r_t + \frac{I}{N-s} \right)
 \end{aligned}$$

It can be seen that market construction prices and the rate of return on net plant value play key roles in the COS capital service price formula. The first term in the formula pertains to the return on net plant value. The second term pertains to depreciation. Both terms depend on WKA, the capex price index, in the N most recent years and not just the costs in the current year. The importance of each value of the market construction cost index depends on the share, in the total quantity of plant, of the plant remaining from additions made in that year.

A.4.2 Geometric Decay Approach

The alternative geometric decay approach to capital cost calculation was undertaken only for long-lived plant. The quantities of long-lived plant added in each year of the 1961-94 period were calculated by the same method used in the COS research. This quantity was then depreciated at a constant (geometric) depreciation rate d that reflected the assumption of a thirty-three year service life. The total capital quantity at the end of 1994 is the sum of the depreciated capital quantities of each vintage. For years after 1994, the following general geometric decay formula was used to compute values of the capital quantity index.

$$XK_{j,t} = (1 - d) \cdot XK_{j,t-1} + \frac{VKA_{j,t}}{WKA_{j,t}}. \quad [A11]$$

Note that this formula is far simpler than the corresponding COS formula. Mathematical elegance is part of the appeal of the geometric decay approach to calculating capital cost.

The generic formula for the non-tax capital service price indexes based on geometric decay is

$$WKS_t = d \cdot WKA_t + WKA_{t-1} \cdot r_t + (WKA_t - WKA_{t-1}). \quad [A12]$$

We restated this as

$$WKS_t = d \cdot WKA_t + WKA_{j,t-1} \left[r_t - \frac{(WKA_{j,t} - WKA_{j,t-1})}{WKA_{j,t-1}} \right]. \quad [A13]$$

The first term in [A13] pertains to depreciation. The term in brackets is the real rate of return on plant. The term r_t is the corresponding nominal rate of return and has the same values used in the calculation of the COS capital price. The real rate of return is

inherently volatile because the growth rate of asset prices does not always rise and fall in proportion to the nominal rate of return. To reduce volatility, the bracketed term was smoothed for 2008.

A.5 Productivity Growth Rates and Trends

The annual growth rate in each productivity index is given by the formula

$$\begin{aligned} & \ln\left(\frac{Productivity_t}{Productivity_{t-1}}\right) \\ &= \ln\left(\frac{Output\ Quantities_t}{Output\ Quantities_{t-1}}\right) - \ln\left(\frac{Input\ Quantities_t}{Input\ Quantities_{t-1}}\right) \end{aligned} \quad [A14]$$

The long run trend in each productivity index was calculated as its average annual growth rate over the sample period.

A.6 Price Indexes

A.6.1 Price Index Formulas

The summary Gaz Metro input price indexes used in this study are of Törnqvist form. This means that the annual growth rate of each index is determined by the following general formula:

$$\ln\left(\frac{Input\ Prices_t}{Input\ Prices_{t-1}}\right) = \sum_j \frac{1}{2} \cdot (sc_{j,t} + sc_{j,t-1}) \cdot \ln\left(\frac{W_{j,t}}{W_{j,t-1}}\right). \quad [A15]$$

Here in each year t ,

$Input\ Prices_t$ = Input price index

$W_{j,t}$ = Price subindex for input category j

$sc_{j,t}$ = Share of input category j in applicable total cost.

The growth rate of the index is a weighted average of the growth rates of input price subindexes. Each growth rate is calculated as the logarithm of the ratio of the subindex values in successive years. The average shares of each input group in the applicable cost of Gaz Metro during the two years are the weights.

A.6.2 Alternative Inflation Measures

A variety of price indexes are available from Statistics Canada for use in the input price and productivity research. In this section we present an array of candidate indexes that we gathered. Table A-5 presents a group of *macroeconomic* inflation measures. All save one of the indexes is designed to measure trends in the prices of *final* goods and services in Canada or Quebec. It can be seen that these indexes vary considerably in their volatility, which is measured by their standard deviation. The CPIs (all items) for Canada and Quebec and the GDPIPI for Canada are much more volatile than the GDPIPI^{FDD} for Canada or Quebec or the core CPI (which is available only for Canada). In 2009, for instance, the CPI (all items) for Canada grew only 0.3%, and the GDPIPI for Canada fell by 2.2%. In the same year, the core CPI grew by 1.7% and the GDPIPI^{FDD}_{Quebec} by 1.3%.

Table A-6 presents alternative labor price indexes. The fixed weight indexes of average hourly earnings are expressly designed to measure price *trends*. Over the full sample period, the *all-industry* salary and wage price trends in Canada and Quebec were substantially the same. Salaries and wages of *utility* workers grew much more rapidly in Canada than in Quebec.

Tables A-7, A-8, and A-9 and Figure A-1 present three groups of indexes that could serve as capex price indexes for the long-lived assets of Gaz Metro:

- Natural Gas Distribution, Water, and Other Systems Capital Stock Price Indexes
- Electric Utility Construction Price Indexes
- Non-Residential Building Construction Price Indexes.

Recall that we have selected the Natural Gas Distribution, Water, and Other Systems Capital Stock Price Index for engineering structures as the asset price index for Gaz Metro's long lived assets. It can be seen that price indexes are available for several additional gas distribution and water asset categories, including land, building structures, and machinery and equipment. We believe that taking a weighted average of these indexes would complicate the calculations without adding much to the accuracy of the study.

Table A-5

Macroeconomic Inflation Measures for Quebec and Canada

| Year | Canada | | | | | | | | Quebec | | | | | | |
|----------------------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------|--|-------|-----------------------|-------|------------------------------|-------------|--|-------|-----------------------|-------|--|
| | CPI (all items) ¹ | | Core CPI ² | | Gross Domestic Product Implicit Price Indexes ³ | | | | CPI (all items) ¹ | | Gross Domestic Product Implicit Price Indexes ³ | | | | |
| | Level | Growth Rate ⁴ | Level | Growth Rate | Comprehensive | | Final Domestic Demand | | Level | Growth Rate | Comprehensive | | Final Domestic Demand | | |
| 1977 | 33.6 | 7.7% | | | | | | | | | | | | | |
| 1978 | 36.6 | 8.6% | | | | | | | | | | | | | |
| 1979 | 40 | 8.9% | | | | | | | 40.5 | | | | | | |
| 1980 | 44 | 9.5% | | | | | | | 44.7 | 9.9% | | | | | |
| 1981 | 49.5 | 11.8% | | | 55.7 | | 53.6 | | 50.2 | 11.6% | 51.9 | | 55.2 | | |
| 1982 | 54.9 | 10.4% | | | 60.4 | 8.1% | 58.7 | 9.1% | 56 | 10.9% | 57 | 9.4% | 60.6 | 9.3% | |
| 1983 | 58.1 | 5.7% | | | 63.7 | 5.3% | 61.9 | 5.3% | 59.1 | 5.4% | 60.3 | 5.6% | 63.7 | 5.0% | |
| 1984 | 60.6 | 4.2% | 62.9 | | 65.8 | 3.2% | 64.4 | 4.0% | 61.5 | 4.0% | 63.1 | 4.5% | 66.4 | 4.2% | |
| 1985 | 63 | 3.9% | 65.1 | 3.4% | 67.8 | 3.0% | 66.7 | 3.5% | 64.2 | 4.3% | 65.4 | 3.6% | 69 | 3.8% | |
| 1986 | 65.6 | 4.0% | 68 | 4.4% | 69.2 | 3.1% | 69.2 | 3.7% | 67.3 | 4.7% | 70 | 6.8% | 71.4 | 3.4% | |
| 1987 | 68.5 | 4.3% | 71 | 4.3% | 73.1 | 4.5% | 72 | 4.0% | 70.2 | 4.2% | 73.6 | 5.0% | 74.3 | 4.0% | |
| 1988 | 71.2 | 3.9% | 74 | 4.1% | 76.4 | 4.4% | 74.7 | 3.7% | 72.8 | 3.6% | 77.2 | 4.8% | 76.9 | 3.4% | |
| 1989 | 74.8 | 4.9% | 77.2 | 4.2% | 79.8 | 4.4% | 77.9 | 4.2% | 75.9 | 4.2% | 80.8 | 4.6% | 79.9 | 3.8% | |
| 1990 | 78.4 | 4.7% | 79.8 | 3.3% | 82.4 | 3.2% | 80.9 | 3.8% | 79.2 | 4.3% | 83.2 | 2.9% | 83 | 3.8% | |
| 1991 | 82.8 | 5.5% | 82.1 | 2.8% | 84.8 | 2.9% | 83.7 | 3.4% | 85 | 7.1% | 86.5 | 3.9% | 85.8 | 3.3% | |
| 1992 | 84 | 1.4% | 83.6 | 1.8% | 85.9 | 1.3% | 85.1 | 1.7% | 86.6 | 1.9% | 87.9 | 1.6% | 87.3 | 1.7% | |
| 1993 | 85.6 | 1.9% | 85.3 | 2.0% | 87.2 | 1.5% | 86.8 | 2.0% | 87.7 | 1.3% | 88.3 | 0.5% | 88.6 | 1.5% | |
| 1994 | 85.7 | 0.1% | 86.9 | 1.9% | 88.2 | 1.1% | 88.1 | 1.5% | 86.6 | -1.3% | 88.9 | 0.7% | 89.1 | 0.6% | |
| 1995 | 87.6 | 2.2% | 88.8 | 2.2% | 90.2 | 2.2% | 89.2 | 1.2% | 88.1 | 1.7% | 90.9 | 2.2% | 89.9 | 0.9% | |
| 1996 | 88.9 | 1.5% | 90.3 | 1.7% | 91.6 | 1.5% | 90.2 | 1.1% | 89.5 | 1.6% | 91.7 | 0.9% | 90.6 | 0.8% | |
| 1997 | 90.4 | 1.7% | 92 | 1.9% | 92.7 | 1.2% | 91.5 | 1.4% | 90.8 | 1.4% | 92.7 | 1.1% | 91.8 | 1.3% | |
| 1998 | 91.3 | 1.0% | 93.2 | 1.3% | 92.3 | -0.4% | 92.7 | 1.3% | 92.1 | 1.4% | 93.6 | 1.0% | 92.7 | 1.0% | |
| 1999 | 92.9 | 1.7% | 94.5 | 1.4% | 93.9 | 1.7% | 93.9 | 1.3% | 93.5 | 1.5% | 94.7 | 1.2% | 94 | 1.4% | |
| 2000 | 95.4 | 2.7% | 95.7 | 1.3% | 97.8 | 4.1% | 96.1 | 2.3% | 95.8 | 2.4% | 96.8 | 2.2% | 96.4 | 2.5% | |
| 2001 | 97.8 | 2.5% | 97.7 | 2.1% | 98.9 | 1.1% | 97.8 | 1.8% | 98 | 2.3% | 98.2 | 1.4% | 97.8 | 1.4% | |
| 2002 | 100 | 2.2% | 100 | 2.3% | 100 | 1.1% | 100 | 2.2% | 100 | 2.0% | 100 | 1.8% | 100 | 2.2% | |
| 2003 | 102.8 | 2.8% | 102.2 | 2.2% | 103.3 | 3.2% | 101.5 | 1.5% | 102.5 | 2.5% | 102.6 | 2.6% | 101.8 | 1.8% | |
| 2004 | 104.7 | 1.8% | 103.8 | 1.6% | 106.6 | 3.1% | 103.2 | 1.7% | 104.5 | 1.9% | 104.7 | 2.0% | 103.1 | 1.3% | |
| 2005 | 107 | 2.2% | 105.5 | 1.6% | 110.1 | 3.2% | 105.5 | 2.2% | 106.9 | 2.3% | 106.5 | 1.7% | 105.1 | 1.9% | |
| 2006 | 109.1 | 1.9% | 107.5 | 1.9% | 113 | 2.6% | 107.9 | 2.2% | 108.7 | 1.7% | 108.6 | 2.0% | 106.5 | 1.3% | |
| 2007 | 111.5 | 2.2% | 109.8 | 2.1% | 116.7 | 3.2% | 110.4 | 2.3% | 110.4 | 1.6% | 111.4 | 2.5% | 108.6 | 2.0% | |
| 2008 | 114.1 | 2.3% | 111.7 | 1.7% | 121.4 | 3.9% | 112.9 | 2.2% | 112.7 | 2.1% | 112.8 | 1.2% | 110.8 | 2.0% | |
| 2009 | 114.4 | 0.3% | 113.6 | 1.7% | 118.8 | -2.2% | 114.4 | 1.3% | 113.4 | 0.6% | 113.6 | 0.7% | 112.3 | 1.3% | |
| 2010 | 116.5 | 1.8% | 115.6 | 1.7% | NA | NA | NA | NA | 114.8 | 1.2% | NA | NA | NA | NA | |
| Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1988-2007 | | 2.44% | | 2.18% | | 2.34% | | 2.14% | | 2.26% | | 2.07% | | 1.90% | |
| 1998-2007 | | 2.10% | | 1.77% | | 2.30% | | 1.88% | | 1.95% | | 1.84% | | 1.68% | |
| 1990-2009 | | 2.12% | | 1.93% | | 1.99% | | 1.92% | | 2.01% | | 1.70% | | 1.70% | |
| 2000-2009 | | 2.08% | | 1.84% | | 2.35% | | 1.97% | | 1.93% | | 1.82% | | 1.78% | |
| Standard Deviation | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1990-2010 | | 1.20% | | 0.48% | | 1.52% | | 0.70% | | 1.52% | | 0.86% | | 0.81% | |

Footnotes

¹ Statistics Canada. Table 326-0021 - Consumer Price Index (CPI), 2005 basket, annual (2002=100 unless otherwise noted) (table).

² The Core CPI excludes from the all-items CPI the effect of changes in indirect taxes and eight of the most volatile components identified by the Bank of Canada:

fruit, fruit preparations and nuts; vegetables and vegetable preparations; mortgage interest cost; natural gas; fuel oil and other fuels; gasoline; inter-city transportation; and tobacco products and smokers' supplies.

³ Statistics Canada. Table 384-0036 - Implicit price indexes, gross domestic product (GDP), provincial economic accounts, annual (index, 2002=100).

⁴ All growth rates are calculated logarithmically.

Notes:

- Annual CPI data become available for the previous year near the end of January of the following year (e.g. Annual 2010 data became available on 1/25/2011).
- CPI data are not revised. Only seasonally adjusted CPI data are subject to revision and are also available at the end of January of the following year.
- Annual GDP/PI data become available for the previous year near the beginning of November of the following year (e.g. Annual 2010 data become available November 2011). Preliminary data for the previous year are released near the end of April of the following year.
- GDP data are revised periodically as improved data sources and/or methodology become available.
- "NA" is defined as "Not available."

Table A-6

Salary and Wage Price Indexes for Quebec and Canada

| Year | Fixed weighted index of average hourly earnings for all employees ^{1 2} | | | | Average weekly earnings (Industrial aggregate excluding unclassified businesses) ^{2 3} | | Composite construction union wage rate index ⁴ | | |
|------------------|--|-------------|----------------------|-------------|---|-------------|--|-------------|-------------|
| | Canada | | Quebec | | Canada | Quebec | Canada | Quebec | |
| | Industrial Aggregate | Utilities | Industrial Aggregate | Utilities | | | | | |
| 1981 | | | | | | | 40.0 | 37.1 | |
| 1982 | | | | | | | 43.7 | 40.4 | |
| 1983 | | | | | | | 49.2 | 44.9 | |
| 1984 | | | | | | | 51.0 | 46.6 | |
| 1985 | | | | | | | 52.2 | 48.0 | |
| 1986 | | | | | | | 53.7 | 49.4 | |
| 1987 | | | | | | | 55.2 | 52.1 | |
| 1988 | | | | | | | 57.2 | 54.6 | |
| 1989 | | | | | | | 59.9 | 57.5 | |
| 1990 | | | | | | | 63.2 | 60.3 | |
| 1991 | 82.02 | 67.38 | 85.18 | 71.51 | 553.15 | 545.45 | 67.0 | 64.1 | |
| 1992 | 84.71 | 70.17 | 88.48 | 74.20 | 572.41 | 566.03 | 70.1 | 67.8 | |
| 1993 | 86.44 | 72.41 | 89.84 | 77.67 | 582.87 | 572.63 | 71.7 | 68.5 | |
| 1994 | 87.63 | 73.23 | 90.19 | 78.22 | 592.88 | 575.46 | 73.2 | 69.1 | |
| 1995 | 89.62 | 74.57 | 91.71 | 79.62 | 598.67 | 579.41 | 74.6 | 69.1 | |
| 1996 | 91.73 | 75.88 | 93.21 | 81.30 | 611.01 | 585.52 | 75.3 | 69.1 | |
| 1997 | 92.28 | 77.70 | 93.98 | 81.31 | 623.43 | 594.29 | 76.8 | 71.9 | |
| 1998 | 93.78 | 80.83 | 94.39 | 84.58 | 632.72 | 602.17 | 78.4 | 73.8 | |
| 1999 | 94.81 | 86.13 | 94.06 | 90.93 | 640.47 | 605.74 | 79.7 | 74.8 | |
| 2000 | 96.73 | 88.73 | 95.98 | 98.08 | 655.55 | 616.25 | 81.8 | 77.3 | |
| 2001 | 98.03 | 95.01 | 97.14 | 94.43 | 656.74 | 622.83 | 83.8 | 78.8 | |
| 2002 | 100.18 | 99.90 | 100.15 | 99.88 | 672.68 | 639.04 | 87.0 | 83.7 | |
| 2003 | 103.13 | 105.16 | 102.83 | 102.56 | 690.79 | 656.64 | 89.3 | 86.8 | |
| 2004 | 105.90 | 107.02 | 105.81 | 103.24 | 709.41 | 673.69 | 91.4 | 89.6 | |
| 2005 | 109.23 | 108.92 | 108.73 | 100.46 | 737.29 | 695.58 | 94.1 | 94.3 | |
| 2006 | 112.09 | 111.24 | 111.14 | 100.33 | 755.48 | 708.27 | 97.0 | 97.3 | |
| 2007 | 117.25 | 117.38 | 117.08 | 105.53 | 788.06 | 738.73 | 100.0 | 100.0 | |
| 2008 | 121.34 | 118.86 | 120.08 | 111.39 | 810.52 | 751.19 | 104.9 | 102.9 | |
| 2009 | 125.02 | 125.52 | 123.62 | 117.66 | 823.53 | 759.42 | 109.2 | 106.0 | |
| | | | | | Annual Growth Rates | | | | |
| 1992-2009 | 2.3% | 3.5% | 2.1% | 2.8% | 2.2% | 1.8% | 1982-2009 | 3.6% | 3.7% |
| 2000-2009 | 2.8% | 3.8% | 2.7% | 2.6% | 2.5% | 2.3% | 1990-2009 | 3.0% | 3.1% |

Footnotes

¹ Statistics Canada. Table 281-0039 - Fixed weighted index of average hourly earnings for all employees (SEPH), excluding overtime, unadjusted for seasonal variation, for selected industries classified using the North American Industry Classification System (NAICS), monthly (index, 2002=100)

² Industrial aggregate covers all industrial sectors except those primarily involved in agriculture, fishing and trapping, private household services, religious organisations and the military personnel of the defence services.

³ Statistics Canada. Table 281-0027 - Average weekly earnings (SEPH), unadjusted for seasonal variation, by type of employee for selected industries classified using the North American Industry Classification System (NAICS), annual (current dollars)

⁴ Statistics Canada. Table 327-0045 - Construction union wage rate indexes, monthly (index, 2007=100)

Notes

• Payroll employment, earnings and hours data are released on a monthly basis. Data are released near the end of each month for the month two months prior (e.g. August 2011 data will be released near the end of October 2011).

Table A-7
Canadian Natural Gas Distribution, Water, and Other Systems Capital Stock Price Indexes

| Year | Information and communication technologies machinery and equipment ¹ | | Non-information and communication technologies machinery and equipment ² | | Building structures | | Engineering structures ³ | | Land | |
|----------------------------|---|--------------------------|---|--------------|---------------------|-------------|-------------------------------------|-------------|-------|-------------|
| | Level | Growth Rate ⁴ | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate |
| 1961 | 3091.7 | | 17.5 | | 17.9 | | 12.6 | | 35.4 | |
| 1962 | 3102.6 | 0.4% | 17.9 | 2.3% | 17.8 | -0.6% | 12.7 | 0.8% | 32.8 | -7.6% |
| 1963 | 3165.2 | 2.0% | 20.1 | 11.6% | 18.2 | 2.2% | 13.1 | 3.1% | 30.4 | -7.6% |
| 1964 | 3205.4 | 1.3% | 18.7 | -7.2% | 18.4 | 1.1% | 13.6 | 3.7% | 28.6 | -6.1% |
| 1965 | 3282.6 | 2.4% | 19.3 | 3.2% | 19.2 | 4.3% | 14.4 | 5.7% | 28 | -2.1% |
| 1966 | 3226.8 | -1.7% | 19.7 | 2.1% | 20.5 | 6.6% | 15.2 | 5.4% | 27.9 | -0.4% |
| 1967 | 3312.1 | 2.6% | 19.5 | -1.0% | 21.3 | 3.8% | 16 | 5.1% | 27 | -3.3% |
| 1968 | 3325.9 | 0.4% | 19.4 | -0.5% | 21.2 | -0.5% | 16.2 | 1.2% | 25.8 | -4.5% |
| 1969 | 3353.1 | 0.8% | 19.8 | 2.0% | 22.2 | 4.6% | 17.1 | 5.4% | 25.7 | -0.4% |
| 1970 | 3408.4 | 1.6% | 20.9 | 5.4% | 23.3 | 4.8% | 18.1 | 5.7% | 25.6 | -0.4% |
| 1971 | 3505.1 | 2.8% | 21.5 | 2.8% | 24.6 | 5.4% | 19.3 | 6.4% | 26.1 | 1.9% |
| 1972 | 3522.7 | 0.5% | 22 | 2.3% | 26.9 | 8.9% | 20.5 | 6.0% | 27.6 | 5.6% |
| 1973 | 3564.8 | 1.2% | 23 | 4.4% | 29 | 7.5% | 21.8 | 6.1% | 31 | 11.6% |
| 1974 | 3466.6 | -2.8% | 26.2 | 13.0% | 35.4 | 19.9% | 26.1 | 18.0% | 36.1 | 15.2% |
| 1975 | 3606.7 | 4.0% | 31 | 16.8% | 40.4 | 13.2% | 30.8 | 16.6% | 39.7 | 9.5% |
| 1976 | 3213.5 | -11.5% | 32.8 | 5.6% | 41.3 | 2.2% | 33.4 | 8.1% | 40.9 | 3.0% |
| 1977 | 2807.1 | -13.5% | 36.2 | 9.9% | 42.2 | 2.2% | 36 | 7.5% | 43.4 | 5.9% |
| 1978 | 2060.2 | -30.9% | 40.5 | 11.2% | 43.8 | 3.7% | 38.8 | 7.5% | 45.2 | 4.1% |
| 1979 | 1826.7 | -12.0% | 45.2 | 11.0% | 46.9 | 6.8% | 42.7 | 9.6% | 49.9 | 9.9% |
| 1980 | 1347.4 | -30.4% | 50.4 | 10.9% | 52.1 | 10.5% | 47.1 | 9.8% | 56.7 | 12.8% |
| 1981 | 1139 | -16.8% | 56.2 | 10.9% | 60.4 | 14.8% | 52.2 | 10.3% | 62.8 | 10.2% |
| 1982 | 1108.6 | -2.7% | 60.7 | 7.7% | 65.3 | 7.8% | 57.9 | 10.4% | 65.2 | 3.8% |
| 1983 | 793.6 | -33.4% | 61.8 | 1.8% | 64 | -2.0% | 60.8 | 4.9% | 63.6 | -2.5% |
| 1984 | 688.1 | -14.3% | 64.7 | 4.6% | 62.7 | -2.1% | 62.8 | 3.2% | 64 | 0.6% |
| 1985 | 576.5 | -17.7% | 68.5 | 5.7% | 63.9 | 1.9% | 64.6 | 2.8% | 64 | 0.0% |
| 1986 | 486.4 | -17.0% | 70.6 | 3.0% | 66.5 | 4.0% | 66.5 | 2.9% | 66.2 | 3.4% |
| 1987 | 409.9 | -17.1% | 70.6 | 0.0% | 70.8 | 6.3% | 68.2 | 2.5% | 69.3 | 4.6% |
| 1988 | 373.8 | -9.2% | 70.1 | -0.7% | 75.2 | 6.0% | 71.9 | 5.3% | 74 | 6.6% |
| 1989 | 316.2 | -16.7% | 72.2 | 3.0% | 80.4 | 6.7% | 74.6 | 3.7% | 78.2 | 5.5% |
| 1990 | 286.2 | -10.0% | 74 | 2.5% | 83.2 | 3.4% | 77.5 | 3.8% | 81 | 3.5% |
| 1991 | 230.6 | -21.6% | 72 | -2.7% | 80.4 | -3.4% | 79.6 | 2.7% | 80.3 | -0.9% |
| 1992 | 204.5 | -12.0% | 74.8 | 3.8% | 80.4 | 0.0% | 81 | 1.7% | 79.8 | -0.6% |
| 1993 | 197.5 | -3.5% | 77.8 | 3.9% | 80.6 | 0.2% | 82.5 | 1.8% | 81.8 | 2.5% |
| 1994 | 185.6 | -6.2% | 81.5 | 4.6% | 82.2 | 2.0% | 85.6 | 3.7% | 84.5 | 3.2% |
| 1995 | 169 | -9.4% | 84.7 | 3.9% | 84.7 | 3.0% | 86.1 | 0.6% | 87.1 | 3.0% |
| 1996 | 146.3 | -14.4% | 86.3 | 1.9% | 86 | 1.5% | 89.2 | 3.5% | 89.8 | 3.1% |
| 1997 | 135.1 | -8.0% | 87.5 | 1.4% | 87.7 | 2.0% | 91.7 | 2.8% | 91.3 | 1.7% |
| 1998 | 122.6 | -9.7% | 93.3 | 6.4% | 89.3 | 1.8% | 94.6 | 3.1% | 92.7 | 1.5% |
| 1999 | 109.7 | -11.1% | 94.8 | 1.6% | 91 | 1.9% | 96.4 | 1.9% | 94.7 | 2.1% |
| 2000 | 105.2 | -4.2% | 95.7 | 0.9% | 95.6 | 4.9% | 98.7 | 2.4% | 97.2 | 2.6% |
| 2001 | 103.6 | -1.5% | 98.3 | 2.7% | 98.5 | 3.0% | 98.8 | 0.1% | 98.1 | 0.9% |
| 2002 | 100 | -3.5% | 100 | 1.7% | 100 | 1.5% | 100 | 1.2% | 100 | 1.9% |
| 2003 | 92.5 | -7.8% | 93.3 | -6.9% | 102.6 | 2.6% | 101.1 | 1.1% | 103.9 | 3.8% |
| 2004 | 85.8 | -7.5% | 89.6 | -4.0% | 108.7 | 5.8% | 107.2 | 5.9% | 112.9 | 8.3% |
| 2005 | 79.5 | -7.6% | 87.6 | -2.3% | 114 | 4.8% | 113.9 | 6.1% | 123.2 | 8.7% |
| 2006 | 76.3 | -4.1% | 85.6 | -2.3% | 122.8 | 7.4% | 122.1 | 7.0% | 137 | 10.6% |
| 2007 | 74.7 | -2.1% | 84.5 | -1.3% | 136 | 10.2% | 128.4 | 5.0% | 151.2 | 9.9% |
| Annual Growth Rates | | | | | | | | | | |
| 1962-2007 | | -8.1% | | 3.4% | | 4.4% | | 5.0% | | 3.2% |
| 1968-2007 | | -9.5% | | 3.7% | | 4.6% | | 5.2% | | 4.3% |
| 1978-2007 | | -12.1% | | 2.8% | | 3.9% | | 4.2% | | 4.2% |
| 1988-2007 | | -8.5% | | 0.9% | | 3.3% | | 3.2% | | 3.9% |
| 1998-2007 | | -5.9% | | -0.3% | | 4.4% | | 3.4% | | 5.0% |

Footnotes

¹ Information and communication technologies machinery and equipment consists of computer hardware, software and telecommunication equipment

² Those assets are machinery equipment other than computer hardware, software and telecommunication equipment

³ Engineering assets provide the foundation capital for railways, utilities, oil and gas, and pipelines

⁴ All growth rates are calculated logarithmically.

Sources:

Statistics Canada. Table 383-0025 - Investment, capital stock and capital services of physical assets, by North American Industry Classification System (NAICS), annual (dollars unless otherwise noted) (index, 2002=100)

Notes

• Table 383-0025 data become available near the end of December or beginning of January for the year three years or four years prior, respectively (e.g. Data for 2007 became available on December 24, 2010)

Table A-8

Canadian Electric Utility Construction Price Indexes

| Year | Distribution Systems | | | | | | | Transmission line systems | |
|----------------------------|----------------------|--------------------------|-------|--------------|--------|------------------------|------------------------|---------------------------|-------------|
| | Total | | | Total direct | | | | Total | |
| | Level | Growth Rate ¹ | costs | Materials | Labour | Construction equipment | Construction indirects | Level | Growth Rate |
| 1956 | 17.7 | | | | 8.3 | 17.3 | | 20 | |
| 1957 | 18 | 1.7% | | | 8.6 | 18.3 | | 20.6 | 3.0% |
| 1958 | 17.4 | -3.4% | | | 9.3 | 19 | | 19.5 | -5.5% |
| 1959 | 18.1 | 3.9% | | | 9.8 | 24.7 | | 20.1 | 3.0% |
| 1960 | 18.7 | 3.3% | | | 10.4 | 20 | | 19.8 | -1.5% |
| 1961 | 18.7 | 0.0% | | | 10.9 | 20.3 | | 18.6 | -6.3% |
| 1962 | 19 | 1.6% | | | 11.4 | 20 | | 19.3 | 3.7% |
| 1963 | 19.1 | 0.5% | | | 11.9 | 20.2 | | 19.7 | 2.1% |
| 1964 | 19.5 | 2.1% | | | 12.3 | 20.4 | | 20.4 | 3.5% |
| 1965 | 19.9 | 2.0% | | | 12.9 | 20.5 | | 21.4 | 4.8% |
| 1966 | 20.9 | 4.9% | | | 13.5 | 20.9 | 14.5 | 22.3 | 4.1% |
| 1967 | 21.7 | 3.8% | | | 15.1 | 22 | 15.6 | 22.5 | 0.9% |
| 1968 | 21.5 | -0.9% | | | 16.2 | 22.5 | 16.8 | 22.2 | -1.3% |
| 1969 | 22.4 | 4.1% | | | 17.5 | 23.3 | 18.1 | 22.9 | 3.1% |
| 1970 | 24.1 | 7.3% | | | 18.9 | 24.7 | 19.6 | 25 | 8.8% |
| 1971 | 25 | 3.7% | 25.6 | 29.8 | 20.3 | 26 | 21.2 | 26.1 | 4.3% |
| 1972 | 26.1 | 4.3% | 26.6 | 30 | 22.1 | 26.9 | 23.2 | 27.3 | 4.5% |
| 1973 | 28.5 | 8.8% | 29.1 | 32.6 | 25 | 27.9 | 24.7 | 29.3 | 7.1% |
| 1974 | 34.3 | 18.5% | 35.6 | 42.3 | 27.4 | 32 | 27.7 | 35.5 | 19.2% |
| 1975 | 38.5 | 11.6% | 39.7 | 45.7 | 32.5 | 34.8 | 31.9 | 41.6 | 15.9% |
| 1976 | 40.7 | 5.6% | 41.7 | 45.5 | 37.2 | 39.1 | 35.2 | 44.6 | 7.0% |
| 1977 | 43.4 | 6.4% | 44.4 | 46.7 | 41.4 | 43.3 | 38.3 | 47 | 5.2% |
| 1978 | 46.6 | 7.1% | 47.7 | 50.3 | 44.2 | 48.3 | 41 | 50.6 | 7.4% |
| 1979 | 52.9 | 12.7% | 54.5 | 60.3 | 47 | 54.2 | 44.5 | 56.5 | 11.0% |
| 1980 | 60.3 | 13.1% | 62.3 | 70.6 | 51.6 | 61.7 | 49.4 | 63.3 | 11.4% |
| 1981 | 65.7 | 8.6% | 67.8 | 75 | 57.5 | 74 | 55.2 | 69.7 | 9.6% |
| 1982 | 71.8 | 8.9% | 73.7 | 79.9 | 64.5 | 82.1 | 62.3 | 75.1 | 7.5% |
| 1983 | 74.8 | 4.1% | 76.2 | 79.1 | 71 | 86.2 | 67.2 | 77 | 2.5% |
| 1984 | 78.1 | 4.3% | 79.4 | 83 | 73.6 | 88.9 | 70.9 | 80.6 | 4.6% |
| 1985 | 82.1 | 5.0% | 83.7 | 88.7 | 76 | 93 | 74.1 | 81.6 | 1.2% |
| 1986 | 84 | 2.3% | 85.5 | 90.7 | 78 | 90.4 | 76.5 | 84 | 2.9% |
| 1987 | 86.6 | 3.0% | 87.9 | 93.3 | 80.7 | 91.3 | 79.5 | 89.2 | 6.0% |
| 1988 | 91.9 | 5.9% | 93.6 | 101.7 | 83.6 | 89.5 | 83 | 96.5 | 7.9% |
| 1989 | 95.5 | 3.8% | 97.3 | 105 | 88 | 91.9 | 85.7 | 102.6 | 6.1% |
| 1990 | 98.5 | 3.1% | 99.9 | 106.9 | 91.3 | 97.2 | 90.8 | 104 | 1.4% |
| 1991 | 97.7 | -0.8% | 97.9 | 98.5 | 96.9 | 99.4 | 96.8 | 100.4 | -3.5% |
| 1992 | 100 | 2.3% | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | -0.4% |
| 1993 | 102.5 | 2.5% | 102.5 | 102.1 | 102.7 | 104.8 | 102.3 | 103 | 3.0% |
| 1994 | 108.2 | 5.4% | 109.1 | 112.5 | 104.3 | 111 | 103.3 | 108.1 | 4.8% |
| 1995 | 116.7 | 7.6% | 118.7 | 128.1 | 106.1 | 120.3 | 105.5 | 112.8 | 4.3% |
| 1996 | 116.6 | -0.1% | 118.2 | 126.1 | 106.6 | 125.7 | 107.9 | 113.5 | 0.6% |
| 1997 | 118 | 1.2% | 119.3 | 125 | 110.1 | 129.8 | 111.1 | 115.7 | 1.9% |
| 1998 | 122.8 | 4.0% | 123 | 125.4 | 117.6 | 138.1 | 121.4 | 121 | 4.5% |
| 1999 | 126.1 | 2.7% | 126 | 126 | 123.6 | 141.5 | 126.9 | 122.2 | 1.0% |
| 2000 | 128.7 | 2.0% | 129.1 | 128.6 | 128.8 | 135.3 | 126.7 | 124.7 | 2.0% |
| 2001 | 129.6 | 0.7% | 129.8 | 127.7 | 130.7 | 142 | 128.9 | 127 | 1.8% |
| 2002 | 130.5 | 0.7% | 130.6 | 127.6 | 132.3 | 145.5 | 129.9 | 129.2 | 1.7% |
| 2003 | 130.6 | 0.1% | 130.9 | 127.8 | 132.7 | 145.5 | 129 | 126.4 | -2.2% |
| 2004 | 131.1 | 0.4% | 131.3 | 132.5 | 127.2 | 148 | 129.9 | 129 | 2.0% |
| 2005 | 133.6 | 1.9% | 134.2 | 138.2 | 125.3 | 157.7 | 130.4 | 130.9 | 1.5% |
| 2006 | 142.4 | 6.4% | 144.2 | 155 | 127.5 | 160 | 132.6 | 136.2 | 4.0% |
| 2007 | 148.8 | 4.4% | 150.7 | 165 | 130.3 | 160 | 138.4 | 142.6 | 4.6% |
| 2008 | 150.3 | 1.0% | 151.9 | 167.6 | 127.7 | 173.8 | 141.4 | 148.8 | 4.3% |
| 2009 | 151.1 | 0.5% | 150.7 | 167.4 | 127.2 | 158.7 | 153.4 | 149.7 | 0.6% |
| Annual Growth Rates | | | | | | | | | |
| 1962-2007 | | 4.5% | NA | NA | 5.4% | 4.5% | NA | | 4.4% |
| 1968-2007 | | 4.8% | NA | NA | 5.4% | 5.0% | 5.5% | | 4.6% |
| 1978-2007 | | 4.1% | 4.1% | 4.2% | 3.8% | 4.4% | 4.3% | | 3.7% |
| 1988-2007 | | 2.7% | 2.4% | 2.4% | 2.2% | 2.9% | 2.6% | | 2.3% |
| 1998-2007 | | 2.3% | 2.3% | 2.8% | 1.7% | 2.1% | 2.2% | | 2.1% |
| 1980-2009 | | 3.5% | 3.4% | 3.4% | 3.3% | 3.6% | 4.1% | | 3.2% |
| 1990-2009 | | 2.3% | 2.2% | 2.3% | 1.8% | 2.7% | 2.9% | | 1.9% |
| 2000-2009 | | 1.8% | 1.8% | 2.8% | 0.3% | 1.1% | 1.9% | | 2.0% |

Footnotes

¹ All growth rates are calculated logarithmically.

Source: Statistics Canada. Table 327-0011 - Electric utility construction price indexes (EUCPI), annual (index, 1992=100)

Notes:

- Table 327-0011 release schedule is as follows for a year t :
 - In September/October of t , preliminary first-half data are released for t ;
 - In April of $t + 1$, preliminary annual data are released for t ;
 - In September/October of $t + 1$, revised annual data are released for t ;
 - and in April of $t + 2$, final annual data are released for t .

Table A-9

Canadian Non-Residential Building Construction Price Indexes

| Year | Seven census metropolitan area composite | | | | | | Montréal, Quebec | | | | | |
|----------------------------|--|--------------------------|------------------------------|-------------|------------------------------|-------------|--|-------------|------------------------------|-------------|------------------------------|-------------|
| | Total, non-residential building construction | | Total, commercial structures | | Total, industrial structures | | Total, non-residential building construction | | Total, commercial structures | | Total, industrial structures | |
| | Level | Growth Rate ¹ | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate | Level | Growth Rate |
| 1981 | 58.3 | | 59.8 | | 52.5 | | 58.0 | | 59.5 | | 55.0 | |
| 1982 | 62.8 | 7.4% | 64.4 | 7.4% | 56.5 | 7.2% | 63.2 | 8.5% | 64.9 | 8.6% | 59.4 | 7.8% |
| 1983 | 62.0 | -1.2% | 63.2 | -1.9% | 56.4 | -0.2% | 64.1 | 1.4% | 66.1 | 1.8% | 59.6 | 0.3% |
| 1984 | 60.9 | -1.9% | 61.8 | -2.3% | 56.3 | 0.0% | 65.7 | 2.5% | 67.6 | 2.3% | 61.2 | 2.7% |
| 1985 | 62.2 | 2.2% | 63.1 | 2.1% | 58.7 | 4.0% | 68.4 | 4.0% | 70.2 | 3.7% | 64.3 | 4.8% |
| 1986 | 65.0 | 4.3% | 66.0 | 4.5% | 62.0 | 5.5% | 72.2 | 5.5% | 73.9 | 5.2% | 68.2 | 6.0% |
| 1987 | 69.7 | 7.1% | 71.0 | 7.2% | 65.9 | 6.1% | 76.4 | 5.7% | 78.4 | 5.9% | 71.8 | 5.1% |
| 1988 | 74.6 | 6.8% | 76.1 | 7.0% | 70.6 | 7.0% | 80.3 | 5.0% | 82.2 | 4.7% | 76.0 | 5.6% |
| 1989 | 79.5 | 6.4% | 81.1 | 6.4% | 75.8 | 7.1% | 83.5 | 3.9% | 85.3 | 3.7% | 79.5 | 4.5% |
| 1990 | 81.8 | 2.9% | 83.3 | 2.7% | 78.1 | 2.9% | 85.3 | 2.1% | 87.0 | 2.0% | 81.3 | 2.3% |
| 1991 | 78.8 | -3.8% | 79.8 | -4.3% | 76.0 | -2.7% | 82.2 | -3.7% | 83.4 | -4.3% | 79.2 | -2.6% |
| 1992 | 78.7 | -0.1% | 79.6 | -0.2% | 76.1 | 0.1% | 81.8 | -0.5% | 82.5 | -1.0% | 79.4 | 0.2% |
| 1993 | 79.2 | 0.6% | 80.0 | 0.5% | 76.7 | 0.9% | 80.6 | -1.4% | 81.6 | -1.1% | 78.4 | -1.2% |
| 1994 | 80.9 | 2.0% | 81.5 | 1.9% | 78.8 | 2.6% | 81.7 | 1.3% | 82.4 | 1.0% | 79.8 | 1.8% |
| 1995 | 83.4 | 3.1% | 84.0 | 3.0% | 81.2 | 3.1% | 84.4 | 3.2% | 85.1 | 3.1% | 83.0 | 3.9% |
| 1996 | 84.9 | 1.8% | 85.3 | 1.5% | 82.8 | 1.9% | 85.5 | 1.3% | 86.1 | 1.3% | 84.2 | 1.4% |
| 1997 | 86.7 | 2.2% | 87.0 | 1.9% | 85.0 | 2.7% | 87.9 | 2.9% | 88.5 | 2.7% | 86.9 | 3.1% |
| 1998 | 88.5 | 2.0% | 88.8 | 2.1% | 86.8 | 2.0% | 89.8 | 2.1% | 90.2 | 1.9% | 89.0 | 2.5% |
| 1999 | 90.1 | 1.8% | 90.4 | 1.8% | 88.6 | 2.1% | 91.6 | 2.0% | 92.0 | 2.0% | 90.9 | 2.1% |
| 2000 | 95.1 | 5.4% | 95.3 | 5.3% | 94.3 | 6.2% | 95.9 | 4.7% | 96.3 | 4.6% | 95.5 | 4.9% |
| 2001 | 98.2 | 3.2% | 98.3 | 3.1% | 97.9 | 3.7% | 97.5 | 1.7% | 97.7 | 1.5% | 97.5 | 2.0% |
| 2002 | 100.0 | 1.8% | 100.0 | 1.7% | 100.0 | 2.2% | 100.0 | 2.5% | 100.0 | 2.3% | 100.0 | 2.6% |
| 2003 | 103.0 | 3.0% | 102.9 | 2.9% | 103.1 | 3.1% | 102.5 | 2.4% | 102.6 | 2.5% | 102.5 | 2.4% |
| 2004 | 109.7 | 6.3% | 109.4 | 6.1% | 111.1 | 7.4% | 108.1 | 5.3% | 107.8 | 5.0% | 109.2 | 6.3% |
| 2005 | 115.9 | 5.5% | 115.5 | 5.4% | 118.0 | 6.1% | 113.1 | 4.6% | 112.8 | 4.5% | 115.0 | 5.2% |
| 2006 | 124.9 | 7.5% | 124.6 | 7.6% | 127.3 | 7.5% | 117.4 | 3.8% | 117.1 | 3.7% | 119.4 | 3.8% |
| 2007 | 136.8 | 9.1% | 137.3 | 9.6% | 138.4 | 8.4% | 121.6 | 3.5% | 121.1 | 3.4% | 123.8 | 3.6% |
| 2008 | 150.9 | 9.8% | 151.3 | 9.8% | 154.2 | 10.8% | 130.4 | 6.9% | 130.0 | 7.1% | 132.9 | 7.1% |
| 2009 | 142.0 | -6.0% | 141.4 | -6.8% | 146.7 | -5.0% | 134.5 | 3.2% | 134.0 | 3.0% | 138.4 | 4.0% |
| 2010 | 141.5 | -0.4% | 140.6 | -0.6% | 146.2 | -0.3% | 136.1 | 1.1% | 135.5 | 1.1% | 139.5 | 0.8% |
| Annual Growth Rates | | | | | | | | | | | | |
| 1988-2007 | 3.4% | | 3.3% | | 3.7% | | 2.3% | | 2.2% | | 2.7% | |
| 1988-2007 | 4.6% | | 4.6% | | 4.9% | | 3.2% | | 3.1% | | 3.5% | |
| 1982-2010 | 3.1% | | 2.9% | | 3.5% | | 2.9% | | 2.8% | | 3.2% | |
| 1991-2010 | 2.7% | | 2.6% | | 3.1% | | 2.3% | | 2.2% | | 2.7% | |
| 2001-2010 | 4.0% | | 3.9% | | 4.4% | | 3.5% | | 3.4% | | 3.8% | |

Footnotes

¹ All growth rates are calculated logarithmically.

Source:

Statistics Canada. Table 327-0043 - Price indexes of non-residential building construction, by class of structure, quarterly (index, 2002=100)

Notes

• Data are released on a quarterly basis. Data for each quarter are released during the second or third week of the month two months following the end of the quarter (e.g. Q1 2010 data were released 5/18/2010)

Figure A-1

Comparing Trends in Alternative Capex Price Indexes



Preliminary Discussion and Results

We noted in Section A.4 that the growth rate in our featured capex price index for long-lived assets is only made available with a lag of several years. This is not a problem with the two construction cost indexes. It can be seen that the summary electric utility construction price index for power distribution does a better job of tracking our featured index than do either of the non-residential building construction price indexes. However, the tracking is far from perfect. A benchmark index that is not ultimately updated to reflect the inflation in the preferred capex price index will raise the Company's operating risk.



References

- Denny, Michael, Melvyn A. Fuss and Leonard Waverman (1981), “The Measurement and Interpretation of Total Factor Productivity in Regulated Industries, with an Application to Canadian Telecommunications,” in Thomas Cowing and Rodney Stevenson, eds., *Productivity Measurement in Regulated Industries*, (Academic Press, New York) pages 172-218.
- Hall, R. and D. W. Jorgensen (1967), “Tax Policy and Investment Behavior”, *American Economic Review*, 57 pages 391-414.
- Lowry, Mark Newton and David Hovde (2010), Productivity Research for Southern California Gas, page 9, filed as Exhibit SCG-37 in Application 10-12-006 before the California Public Utilities Commission.
- Theil, H. (1965), “The Information Approach to Demand Analysis”, *Econometrica*, 33 pages 67-87.
- Tornqvist, L. (1936), “The Bank of Finland’s Consumption Price Index”, *Bank of Finland Monthly Bulletin*, 10 pages 1-8.
- U.S. Bureau of Labor Statistics.
- Statistics Canada

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

| | | |
|-------------|------------------------|--------------|
| D-2012-0076 | R-3693-2009 Phase 2 | 28 juin 2012 |
|-------------|------------------------|--------------|

PRÉSENTS :

Gilles Boulianne
Louise Rozon
Marc Turgeon
Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision portant sur le Mécanisme incitatif proposé par le Groupe de travail, l'encadrement de la phase 3 et les frais de la phase 2

Demande visant le renouvellement du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro

Intervenants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd. (TCE);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUCTION..... | 7 |
| 2. L'ENTENTE RELATIVE AU RENOUELEMENT DU MÉCANISME INCITATIF PROPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL..... | 8 |
| 2.1 PROPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL..... | 8 |
| 2.1.1 Gains de productivité en distribution..... | 10 |
| 2.1.2 Complexité du Mécanisme | 11 |
| 2.1.3 Allègement réglementaire..... | 14 |
| 2.1.4 Bonification associée au plan de développement | 16 |
| 2.1.5 Risque et rendement de base..... | 17 |
| 2.1.6 Opex..... | 22 |
| 2.1.7 Capex | 24 |
| 2.1.8 Utilisation du coût moyen par client..... | 28 |
| 2.1.9 Fixation des tarifs..... | 31 |
| 2.1.10 Mode de partage..... | 33 |
| 2.1.11 Conclusion | 34 |
| 2.2 GROUPE DE TRAVAIL | 34 |
| 3. SUITE DU DOSSIER..... | 36 |
| 3.1 MÉCANISME INCITATIF POUR LES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION | 36 |
| 3.1.1 Objectifs et règles du mécanisme incitatif..... | 36 |
| 3.1.2 Principes à respecter | 37 |
| 3.1.3 Évaluation des résultats | 40 |
| 3.1.4 Indice de qualité de service..... | 41 |
| 3.2 INCITATIF POUR LES ACTIVITÉS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE..... | 45 |
| 3.3 ÉLÉMENTS PÉRIPHÉRIQUES | 45 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 3.3.1 | Incitatif à l'efficacité énergétique | 46 |
| 3.3.2 | Compte d'aide au soutien social | 47 |
| 3.3.3 | Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes | 48 |
| 3.3.4 | Incitatif à la réduction des émissions de gaz à effet de serre..... | 50 |
| 3.3.5 | Incitatif à l'injection de biométhane | 51 |
| 4. | L'ANNÉE TARIFAIRE 2013 | 53 |
| 4.1 | LE DOSSIER TARIFAIRE 2013 | 53 |
| 4.2 | FEÉ | 54 |
| 5. | CALENDRIER PROCÉDURAL DE LA PHASE 3 | 55 |
| 6. | FRAIS DES INTERVENANTS POUR LA PHASE 2 | 55 |
| 6.1 | LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES | 55 |
| 6.2 | FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ADMISSIBLES | 56 |
| | DISPOSITIF | 57 |

1. INTRODUCTION

[1] Dans sa décision D-2009-035, la Régie de l'énergie (la Régie) annonce la tenue d'une audience publique aux fins d'examiner la demande de renouvellement du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme) s'appliquant à Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro ou le distributeur) en procédant, dans un premier temps, à une évaluation globale de ce Mécanisme, tel que prévu à la décision D-2007-47¹.

[2] Dans sa décision D-2009-058, la Régie se prononce sur les demandes d'intervention ainsi que sur le processus d'évaluation du Mécanisme.

[3] Par sa décision D-2009-082, la Régie autorise la création d'un Groupe de travail mandaté aux fins de l'évaluation du Mécanisme (phase 1 du dossier), adopte les lignes directrices de cette évaluation et en fixe le calendrier.

[4] Le 25 août 2010, la Régie rend la décision D-2010-116 portant sur l'évaluation du Mécanisme. Cette décision encadre le processus d'entente négociée (PEN) portant sur le renouvellement du Mécanisme (phase 2) et fixe les frais afférents à la phase 1 du dossier.

[5] Le 2 septembre 2011, le Groupe de travail demande à la Régie d'approuver l'entente relative à une proposition de renouvellement du Mécanisme (le Mécanisme proposé). Cette entente comporte trois dissidences.

[6] Le 21 octobre 2011, la Régie tient une rencontre préparatoire qui est suivie, le 24 novembre 2011, d'une audience au cours de laquelle la Régie entend la preuve de l'expert retenu par le Groupe de travail. La Régie tient également une audience relative à la phase 2 les 8, 9 et 10 février 2012.

[7] Le dossier est pris en délibéré le 23 février 2012.

¹ Dossier R-3599-2006.

[8] La présente décision porte sur la demande d'approbation du Mécanisme proposé, sur les suites à donner au dossier (phase 3) et sur les frais relatifs aux audiences de la phase 2.

2. L'ENTENTE RELATIVE AU RENOUELEMENT DU MÉCANISME INCITATIF PROPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

[9] Dans sa décision D-2010-116, la Régie autorise le Groupe de travail à entreprendre la négociation du Mécanisme, en vue de son renouvellement. Elle demande spécifiquement au Groupe de travail de suivre certaines directives relatives au contenu du Mécanisme proposé.

[10] Du 16 novembre 2010 au 29 août 2011, les membres du Groupe de travail se rencontrent à seize reprises, plus une demi-journée additionnelle pour la signature de l'entente. Au cours de ces rencontres, le Groupe de travail négocie en tenant compte des éléments du Rapport d'évaluation du Mécanisme, déposé le 7 janvier 2010, ainsi que des préoccupations de la Régie, telles que formulées dans sa décision D-2010-116.

[11] Tous les membres du Groupe de travail manifestent, par leur signature, leur accord quant au contenu des documents du Mécanisme proposé. TCE s'abstient sur une portion de l'entente et trois intervenants émettent des dissidences. Ainsi, la FCEI émet une dissidence relative au compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP) et aux indicateurs économiques en distribution. Le RNCREQ émet une dissidence relative à la remise du solde résiduel du Fonds en efficacité énergétique (FEÉ). Enfin, l'UC est dissidente sur les modalités de remise du solde du FEÉ.

2.1 PROPOSITION DU GROUPE DE TRAVAIL

[12] Le Groupe de travail indique que le Mécanisme proposé repose toujours sur la base d'une réglementation au coût de service. Il diffère cependant, dans sa forme, des mécanismes appliqués par Gaz Métro depuis le 1^{er} octobre 2000, puisqu'il se fonde sur des incitatifs ciblés plutôt que sur un incitatif global. De plus, la bonification proposée

repose uniquement sur des données réelles observées en fermeture plutôt que sur un ensemble de données prévisionnelles et réelles.

[13] Le Groupe de travail considère que le concept de « création de valeur » doit toujours être à la base de la réglementation incitative. Pour favoriser la création de valeur, le Groupe de travail propose une approche ciblée agissant sur les plans économique, environnemental et social, tout en étant conforme à l'intérêt public.

[14] La valeur créée par Gaz Métro sera évaluée lors du dossier de fermeture. Des bonifications, au-delà du rendement de base autorisé, pourront être accordées selon la performance de Gaz Métro par rapport à certains indicateurs. Gaz Métro devra remettre aux clients tous les trop-perçus constatés en fin d'année et tous les manques à gagner seront récupérés auprès des clients. Un compte d'écart sera créé afin de comptabiliser les bonifications, trop-perçus et manques à gagner constatés en fin d'année.

[15] Le Groupe de travail adopte une définition large de la création de valeur qui déborde de la notion de gain de productivité. Neuf indicateurs de performance sont proposés pour mesurer la création de valeur.

[16] Cinq de ces indicateurs sont de nature économique :

- Plafonnement des dépenses d'exploitation (OPEX);
- Contrôle des dépenses de capital (CAPEX);
- Plan de développement du secteur résidentiel;
- Plan de développement du secteur commercial, institutionnel et industriel (CII);
- Clientèle des ventes aux grandes entreprises (VGE).

[17] Trois autres indicateurs sont de nature environnementale :

- Incitatif à l'efficacité énergétique;
- Incitatif à la réduction des émissions de gaz à effet de serre;
- Incitatif à l'injection de biométhane.

[18] Le dernier indicateur s'applique aux activités de transport et d'équilibrage.

[19] Enfin, le Groupe de travail, sous réserve des dissidences, est d'avis que le Mécanisme proposé répond aux objectifs fixés par la Régie dans sa décision D-2010-116, à savoir de simplifier le Mécanisme et d'alléger le processus réglementaire tout en favorisant l'amélioration de la performance de Gaz Métro.

[20] Cependant, la FCEI juge dans sa dissidence :

« que le Mécanisme incitatif soumis par le groupe de travail ne rencontrait pas ses attentes à divers égards, notamment en termes de pouvoir incitatif et de partage de la valeur créée. Par conséquent, elle juge qu'il serait contraire à son intérêt ainsi qu'à l'intérêt public que ce Mécanisme soit approuvé par la Régie dans son intégralité². »

[21] La Régie examine ci-après le Mécanisme proposé et se prononce sur les principes sur lesquels il repose.

2.1.1 GAINS DE PRODUCTIVITÉ EN DISTRIBUTION

[22] Le Groupe de travail privilégie une approche ciblée permettant d'identifier l'origine de la création de valeur et l'importance relative des comportements qui mènent à la bonification³. En audience, le Groupe de travail a aussi fait valoir que les incitatifs ciblés donnent des orientations simples aux gestionnaires du distributeur⁴.

[23] Il favorise donc l'utilisation du concept de création de valeur, qui englobe la notion de gains de productivité mais qui inclut d'autres éléments de contrôle des coûts ou de développement durable. Par exemple, les indicateurs de développement de marché cherchent à promouvoir l'ajout de clients et la desserte à moindre coût, complétant ainsi les indicateurs OPEX et CAPEX.

² Pièce C-2-6-FCEI, page 2.

³ Pièce B-32, Gaz Métro-5, document 2, page 24.

⁴ Pièce A-30-2, page 99.

[24] Dans sa décision D-2010-116⁵, la Régie définissait les cinq thèmes que devait aborder le Groupe de travail lors de la négociation du Mécanisme : les gains de productivité en distribution, la remise des gains ou pertes de productivité, les trop-perçus et les revenus d'optimisation, l'efficacité énergétique et la clause relative à la révision pour événement majeur. La Régie précisait également que l'objectif principal du Mécanisme proposé devait être d'inciter le distributeur à être le plus efficace possible dans ses activités de distribution, de sorte que son coût de service soit le plus faible possible pour un volume donné⁶.

[25] La Régie note que la définition de valeur retenue déborde substantiellement de la notion d'efficacité. Par ailleurs, les éléments qui s'y rapportent dans le Mécanisme proposé ne réfèrent pas spécifiquement à la notion d'efficacité ou de gains de productivité en distribution⁷.

[26] La Régie estime que la recherche de gains de productivité doit être au cœur du Mécanisme proposé. Bien qu'il soit louable que Gaz Métro se fixe des objectifs au plan économique, social et environnemental, le Mécanisme proposé doit avoir pour fonction première et centrale d'inciter à la réalisation de gains de productivité.

[27] La Régie ne retient pas le concept élargi de création de valeur sur lequel est fondé le Mécanisme proposé. Elle considère que la notion de gain de productivité devrait être l'assise d'un futur mécanisme incitatif.

2.1.2 COMPLEXITÉ DU MÉCANISME

[28] Dans sa décision D-2010-116, la Régie prend acte du constat formulé par le Groupe de travail dans son rapport d'évaluation quant à la complexité du Mécanisme. Elle juge que des efforts devront être consacrés par le Groupe de travail lors de la négociation, afin de le simplifier.

⁵ Page 23, paragraphe 62.

⁶ Décision D-2010-116, page 11, paragraphe 13.

⁷ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 10, lignes 31 à 34.

[29] Le Groupe de travail indique que le Mécanisme proposé répond à cet objectif de simplification fixé par la Régie. Il précise que les indicateurs choisis ont, pour la plupart, un lien clair avec des gains de productivité. Le modèle retenu par le Groupe de travail permettra aux gestionnaires de Gaz Métro d'appliquer plus facilement le Mécanisme proposé et de poser des actions concrètes de création de valeur.

[30] Selon le Groupe de travail, le Mécanisme proposé permet un meilleur appariement entre les comportements recherchés et la valeur créée. Les différents indicateurs retenus favorisent de plus l'atteinte de l'optimum économique et permettent une évaluation plus précise de la valeur créée⁸.

[31] La FCEI mentionne cependant que, bien que les indicateurs du Mécanisme proposé soient simples à calculer, ils n'en demeurent pas moins complexes à comprendre. Elle indique que les indicateurs proposés sont plus compliqués et plus difficiles à prévoir que les incitatifs qui se retrouvent actuellement dans le Mécanisme⁹.

[32] Questionné sur le lien entre chacun des incitatifs et sur le fait que des éléments, tels les coûts et les revenus, puissent être captés dans plus d'un incitatif et donc être bonifiés plus d'une fois, le Groupe de travail explique :

« une telle situation existe, mais que cette situation ne fait que renforcer l'objectif ultime au point de vue économique, soit un rapprochement du point de l'optimum. Comme pour toute entreprise, il est donc possible qu'un seul et même comportement génère de la valeur à plus d'un endroit, même sans nécessairement le savoir. Mais cette situation n'est pas propre au mécanisme incitatif proposé, elle peut se produire sans égard au mode de réglementation retenu¹⁰. »

[33] Le Groupe de travail précise que les indicateurs liés au plan de développement du secteur résidentiel et au plan de développement du secteur CII récompensent le distributeur pour des baisses tarifaires provenant d'économies d'échelle. Il explique que l'OPEX et le CAPEX, deux indicateurs de type globaux, inciteront le distributeur à favoriser la croissance de sa clientèle, ce qui permettra de réaliser des économies d'échelle qui bénéficieront aux clients.

⁸ Pièce B-32, Gaz Métro-5, document 2, page 5.

⁹ Pièce A-30-2, pages 265, 268 et 269.

¹⁰ Pièce B-32, Gaz Métro-5, document 2, page 18.

[34] La Régie note que l'OPEX et le CAPEX sont fonction des coûts par client. Deux autres indicateurs, le plan de développement du secteur résidentiel et le plan de développement du secteur CII, sont fonction des volumes, des tarifs et des coûts marginaux. Le dernier indicateur économique, soit celui portant sur la clientèle des VGE, est fonction des revenus des ventes. La bonification totale de ces cinq indicateurs économiques est soumise à un plafond global qui dépend à son tour des tarifs, qui varient eux-mêmes en fonction des volumes. La Régie ne peut que constater la complexité des interactions entre les différents indicateurs du Mécanisme proposé et la bonification qui y est associée.

[35] En ce qui a trait à l'ampleur de cette bonification, le Groupe de travail indique que *« dans cette vision holistique un peu plus large, il ne faut pas juste se limiter sur l'OPEX et le CAPEX, il faut regarder l'ensemble des indicateurs, la limitation de bonification associée avec ça. Il faut regarder également combien au total on peut faire dans ce mécanisme »*¹¹.

[36] La Régie constate que le Groupe de travail reconnaît l'importance de bien comprendre les liens entre les différents indicateurs, et non pas seulement leur impact pris séparément, pour être en mesure d'apprécier l'effet global du Mécanisme proposé.

[37] La Régie reconnaît que, pris distinctement, les indicateurs proposés par le Groupe de travail sont simples et leur impact individuel facile à apprécier. Par contre, lorsqu'il s'agit d'identifier l'impact combiné des différents indicateurs, la situation est toute autre.

[38] Enfin, la Régie constate qu'un même comportement peut conduire à une double bonification. Elle considère que cette possibilité est non seulement contraire à l'objectif de simplicité recherché par le Groupe de travail, mais également susceptible de sur-inciter la réalisation de certains objectifs. Cette situation n'est pas souhaitable, puisqu'elle peut induire, chez l'entreprise réglementée, un comportement contraire à l'intérêt public.

[39] Pour ces motifs, la Régie juge que le Mécanisme proposé ne rencontre pas les exigences de simplicité énoncées dans la décision D-2010-116.

¹¹ Pièce A-30-1, page 178.

2.1.3 ALLÈGEMENT RÉGLEMENTAIRE

[40] Dans sa décision D-2010-116, la Régie écrivait :

« [50] La Régie prend acte du constat du Groupe de travail quant à la relative complexité du Mécanisme. Elle juge que des efforts devront être consacrés par le Groupe de travail lors de la négociation du Mécanisme afin de favoriser la simplification de ce dernier et d'alléger de manière significative le processus réglementaire¹². » [nous soulignons]

[41] L'encadrement réglementaire du Mécanisme proposé par le Groupe de travail prévoit que Gaz Métro dépose à chaque année à la Régie un dossier tarifaire et un dossier de fermeture.

[42] Selon cette proposition, les tarifs sont fixés dans chacun des dossiers tarifaires sur la base du coût de service, sans aucune bonification présumée. Chaque dossier tarifaire inclut notamment toutes les pièces qui composent actuellement les dossiers tarifaires, à l'exception des pièces se rapportant actuellement au Mécanisme.

[43] La performance de Gaz Métro sera mesurée uniquement en fin d'année financière, à partir de données réelles vérifiées qui seront comparées aux indicateurs ciblés. Gaz Métro ne pourra donc plus anticiper une bonification en début d'année ni conserver, en fin d'année, une portion des trop-perçus issus de l'écart entre la prévision et le résultat de fin d'année.

[44] La performance de Gaz Métro ne sera plus évaluée par rapport au coût de service projeté, puisque les trop-perçus ou les manques à gagner seront entièrement retournés ou récupérés auprès des clients. Cette particularité permet d'atténuer une des principales problématiques soulevées par le rapport d'évaluation du Groupe de travail.

¹² Décision D-2010-116, page 20, paragraphe 50.

[45] Le Groupe de travail fait valoir que le Mécanisme proposé sera un outil efficace de création de valeur qui pourrait alléger de manière significative le processus réglementaire, pour les raisons suivantes :

- La valeur créée par Gaz Métro sera mesurée lors de l'examen du rapport annuel plutôt qu'avec les données prévisionnelles du dossier tarifaire;
- Le traitement des différents dossiers impliquera l'utilisation plus efficace des différents forums (audiences, PEN et séances de travail);
- La Régie aura la possibilité de traiter distinctement le plan d'approvisionnement;
- Le traitement de certains enjeux complexes à l'extérieur des dossiers tarifaires pourrait permettre d'alléger le processus tarifaire et de revenir à l'application des tarifs au 1^{er} octobre de chaque année¹³.

[46] En audience, le Groupe de travail précise que le plus grand allègement consiste à éliminer « *l'intérêt, entre guillemets, à la discussion associée à l'aspect prévisionnel du dossier tarifaire*¹⁴ ».

[47] La Régie partage l'avis du Groupe de travail quant au fait que l'utilisation de données réelles pour fixer la bonification de l'actionnaire plutôt que l'utilisation des écarts entre des données prévisionnelles et réelles a pour conséquence d'alléger le dossier tarifaire.

[48] La Régie reconnaît aussi que l'encadrement réglementaire proposé par le Groupe de travail permet une utilisation plus efficace des différents forums.

[49] Par contre, la Régie n'est pas convaincue que le dossier du rapport annuel gagnerait en efficacité avec le Mécanisme proposé. Au contraire, elle croit que certains débats, qui n'auraient plus lieu en dossier tarifaire, seraient simplement déplacés vers le dossier du rapport annuel.

[50] Par ailleurs, la Régie considère que le traitement de certains enjeux complexes hors des dossiers tarifaires ne permet pas d'alléger le processus réglementaire dans son ensemble.

¹³ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 7, lignes 9 à 18.

¹⁴ Pièce A-30-1, page 156.

[51] La Régie juge que l'allègement réglementaire découlant d'un mécanisme incitatif devrait être significatif dans la mesure où le processus réglementaire annuel, dans son ensemble, est plus efficace et plus simple, tant dans le nombre de dossiers traités que dans la teneur des dossiers.

[52] Dans la mesure où un dossier tarifaire basé sur un coût de service, incluant un enjeu prévisionnel allégé, et un rapport annuel devront être déposés pour chacune des années du Mécanisme proposé, **la Régie juge que l'encadrement réglementaire de ce dernier n'implique pas d'allègement réglementaire significatif. En conséquence, le Mécanisme proposé ne répond pas à cet aspect spécifique de la demande de la Régie, énoncé dans la décision D-2010-116.**

2.1.4 BONIFICATION ASSOCIÉE AU PLAN DE DÉVELOPPEMENT

[53] Le Groupe de travail suggère d'intégrer au Mécanisme proposé un indicateur de création de valeur lié au plan de développement du secteur résidentiel et au plan de développement du secteur CII. Il propose que la valeur créée, mesurée par la contribution tarifaire actualisée sur 40 ans pour le secteur résidentiel et sur 20 ans pour le secteur CII, soit partagée entre le distributeur et les clients.

[54] L'indicateur est évalué à partir des résultats du rapport annuel auquel le plan de développement du secteur résidentiel et le plan de développement du secteur CII se rapportent. Le Groupe de travail propose d'ajuster cet indicateur et la bonification qui s'y rattache en fonction des données réelles, à partir des résultats observés dans les dossiers de fermeture de la troisième et de la sixième année suivant l'examen du premier rapport annuel.

[55] La FCEI soulève deux problèmes liés à l'évaluation de la contribution tarifaire et de la bonification sur une période de 40 ou de 20 ans. D'une part, l'intervenante doute que le coût d'opération marginal associé aux nouveaux clients soit revu dans le temps. Or, l'analyse de rentabilité est sensible à ce paramètre. D'autre part, les bénéfices les plus significatifs du plan de développement se matérialisent à long terme. Ce sont donc les clients actuels qui assumeraient entièrement le fardeau de la bonification. La FCEI estime que cet élément soulève un enjeu d'équité intergénérationnelle, surtout si le Mécanisme proposé ne devait être en place que pour un seul terme.

[56] Le Groupe de travail considère qu'un interfinancement raisonnable entre les générations de clients est une réalité incontournable. Un tel interfinancement est souvent utile pour offrir un service public, dans la mesure où la plus grande portion du coût de service est fixe. Pour le Groupe de travail, une telle approche est donc tout à fait appropriée.

[57] En ce qui a trait au coût d'opération marginal associé aux nouveaux clients, le Groupe de travail confirme qu'il utilise un coût marginal de court terme dans l'analyse de rentabilité du plan de développement. Il précise que ce coût ne tient pas compte de la part de coûts fixes qu'un nouveau client pourrait générer à long terme. En audience, l'expert retenu par le Groupe de travail indique d'ailleurs qu'à sa connaissance, Gaz Métro ne dispose pas d'une estimation précise des coûts marginaux de long terme¹⁵.

[58] La Régie considère que cette méconnaissance des coûts marginaux entraîne une incertitude importante sur l'évaluation de la rentabilité et de l'impact tarifaire du plan de développement, tenant compte des périodes d'analyse proposées par le Groupe de travail.

[59] La Régie juge déraisonnable de demander à la clientèle actuelle du distributeur de payer aujourd'hui une bonification, pour un gain dont elle pourrait bénéficier sur une période de 40 ans ou 20 ans, selon qu'il s'agit du plan de développement du secteur résidentiel ou du plan de développement du secteur CII, d'autant plus que ce bénéfice potentiel est incertain et pourrait ne pas se matérialiser.

2.1.5 RISQUE ET RENDEMENT DE BASE

Proposition du Groupe de travail

[60] Suivant le Mécanisme proposé, la performance de Gaz Métro ne sera plus évaluée par rapport au coût de service projeté, puisque les trop-perçus ou les manques à gagner seraient retournés ou récupérés en totalité auprès des clients¹⁶.

¹⁵ Pièce A-20, pages 87 et 88.

¹⁶ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 6, lignes 14 à 16.

[61] La bonification totale associée aux cinq indicateurs économiques serait, au minimum, de 0 \$. Ainsi, si la somme des cinq indicateurs génère une valeur négative, la bonification serait de zéro et la valeur future, générée par ces cinq indicateurs durant la durée de vie du Mécanisme proposé, devra compenser les clients avant de pouvoir bénéficier à Gaz Métro. Cette compensation se ferait sur la part que Gaz Métro devrait recevoir dans les années à venir et non sur la valeur totale créée avant partage.

[62] En audience, le Groupe de travail confirme que le traitement réglementaire proposé pour le remboursement des trop-perçus et des manques à gagner, combiné à la limite plancher de 0 \$ pour la bonification relative aux cinq indicateurs économiques, a pour conséquence de garantir le rendement de base du distributeur pour chacune des années d'application du Mécanisme proposé¹⁷.

[63] Selon le Groupe de travail, les trop-perçus et les manques à gagner résultent uniquement d'erreurs prévisionnelles et ne répondent pas aux critères de gains de productivité et de création de valeur. Cette dernière notion étant captée par les indicateurs économiques, ce sont donc les clients qui assument la totalité du risque lié à l'erreur prévisionnelle autant positive que négative. De plus, le Groupe de travail rappelle qu'historiquement, les manques à gagner assumés par l'actionnaire ont été pratiquement nuls tandis que les trop-perçus, eux, ont été plus importants¹⁸.

[64] Enfin, le Groupe de travail est d'avis que le risque assumé par Gaz Métro en vertu du Mécanisme proposé est équivalent au risque auquel il fait actuellement face dans le cadre du Mécanisme¹⁹.

Droit du distributeur à un rendement garanti

[65] En cours d'audience, le Groupe de travail laisse entendre que le rendement autorisé par la Régie est un rendement garanti :

« Q. Mais, avec cette approche-là, est-ce que je ne me trompe pas en affirmant que, avec cette approche-là, l'actionnaire - laissez-moi l'appeler « l'actionnaire » malgré que c'est Gaz Métro là, on va comprendre - serait assuré de faire son rendement de base à chaque année? »

¹⁷ Pièce A-30-1, page 168.

¹⁸ Pièce A-30-1 pages 164 à 175.

¹⁹ Pièce B-46, page 12.

R. Oui, en fonction... le même article que vous avez cité, le distributeur a droit à un rendement raisonnable. Ici, on parle d'une bonification lorsque son coût de service inclut un rendement raisonnable. On s'entend que peut-être qu'on va traiter ça dans d'autres dossiers. Et puis...et là c'est de dire, bien, O.K., t'as le droit à ton rendement raisonnable, on le met dedans, et t'as le droit de récupérer ton rendement raisonnable de base de dossier en dossier, donc oui. Ici on parle de performance au-dessus du rendement raisonnable²⁰. »

[66] La Régie juge important de rectifier cette perception. En effet, la *Loi sur la Régie de l'énergie*²¹ (la Loi) prévoit que :

« 5. Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. [...]

32. La Régie peut de sa propre initiative ou à la demande d'une personne intéressée :

1° déterminer le taux de rendement du transporteur d'électricité, du distributeur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel;

[...]

49. Lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport, de livraison ou d'emmagasinement de gaz naturel, la Régie doit notamment :

[...]

3° permettre un rendement raisonnable sur la base de tarification;

[...]

51. Un tarif de transport d'électricité ou un tarif de transport ou de livraison de gaz naturel ne peut prévoir des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses qu'il n'est nécessaire pour permettre, notamment, de couvrir les coûts de capital

²⁰ Pièce A-30-1, pages 168 et 169.

²¹ L.R.Q. c. R-6.01.

et d'exploitation, de maintenir la stabilité du transporteur d'électricité ou d'un distributeur de gaz naturel et le développement normal d'un réseau de transport ou de distribution, ou d'assurer un rendement raisonnable sur sa base de tarification. [...] » [nous soulignons]

[67] La Régie précise que l'utilisation du mot « assurer » à l'article 51 de la Loi ne confère pas une garantie, au transporteur ou à un distributeur, de réaliser *de facto* à chaque année un rendement sur l'avoir propre identique au taux qu'elle a, par ailleurs, déterminé en vertu de l'article 32 (1°) de la Loi.

[68] Lorsque, de temps à autre, elle procède à cet exercice, généralement en s'appuyant sur des preuves d'expert, la Régie détermine un taux de rendement dit « autorisé ». Par la suite, ce taux autorisé servira d'intrant dans l'exercice d'établissement de tarifs justes et raisonnables.

[69] La Loi prévoit que le résultat de l'exercice de fixation des tarifs ne peut conduire à des taux plus élevés ou des conditions plus onéreuses que ce qu'il est nécessaire à Gaz Métro pour couvrir ses coûts d'opération (coût de capital et d'exploitation) et maintenir la stabilité et le développement normal de son réseau.

[70] La Régie est d'avis que le troisième paragraphe de l'article 49 de la Loi, ainsi que l'article 51, doivent être lus de concert. Une telle lecture conjointe fait ressortir qu'un tarif de distribution de gaz naturel, fixé par la Régie en mode prospectif, doit permettre au distributeur de réaliser en fin d'année, dans des conditions d'affaires normales, un rendement raisonnable sur la base de tarification. Il n'est pas ici question d'une équation où le rendement raisonnable réalisé doit nécessairement être égal au rendement autorisé.

[71] La Cour suprême des États-Unis a d'ailleurs indiqué, dans l'arrêt Bluefield :

« [...] A public utility is entitled to such rates as will permit it to earn a return on the value of the property which it employs for the convenience of the public equal to that generally being made at the same time and in the same general part of the country on investments in other business undertakings which are attended by corresponding risks and uncertainties; but it has no constitutional right to profits such as are realized or anticipated in highly profitable enterprises or speculative ventures. The return should be reasonably sufficient to assure confidence in the financial soundness of the utility, and should be adequate, under efficient and

*economical management, to maintain and support its credit and enable it to raise the money necessary for the proper discharge of its public duties*²² [...]. »

[nous soulignons]

[72] La Régie est donc d'avis que le fait de déterminer un taux de rendement autorisé ne constitue pas une garantie absolue, pour le distributeur, de réaliser ledit rendement. Les tarifs fixés par le régulateur doivent donner l'opportunité à l'entité réglementée de réaliser un rendement raisonnable de l'ordre du taux autorisé.

Écarts prévisionnels

[73] La Régie observe que les écarts entre les prévisions de ventes et de charges présentées au dossier tarifaire et les données réelles constatées lors de l'examen du rapport annuel sont de natures diverses. Ils peuvent être attribuables à des erreurs de prévisions. Ils peuvent aussi être attribuables à des décisions de gestion prises en cours d'année par le distributeur pour faire face aux aléas inévitables. Ces décisions affectent les résultats de fin d'année et génèrent des gains ou des pertes de productivité réels mesurables.

[74] La Régie partage l'avis de Groupe de travail quant au fait que les erreurs de prévisions dites « volontaires » ne devraient pas être prises en compte dans le calcul des gains de productivité servant à déterminer la bonification de Gaz Métro. Ne pas faire cette distinction aurait pour conséquence de récompenser ou de pénaliser de « faux » gains ou pertes de productivité et d'alourdir le dossier tarifaire.

[75] Cependant, la Régie juge que le distributeur a le devoir de gérer son entreprise en cours d'année, au meilleur de sa connaissance. Il est important qu'il soit responsable des décisions qu'il prend et de leurs conséquences. Ces décisions, qui vont souvent dans l'intérêt de tous, autant du distributeur que des clients, peuvent générer des gains de productivité réels. La Régie juge que de telles décisions sont souhaitables et méritent d'être bonifiées.

[76] La Régie ne peut donc souscrire à la vision du Groupe de travail. Elle considère qu'il est réducteur d'attribuer l'ensemble des trop-perçus et des manques à gagner uniquement aux erreurs de prévisions, comme si le distributeur n'avait aucune décision à prendre pour gérer l'entreprise en cours d'année.

²² *Bluefield Water Works and improvement Co. v. Public Service Commission of West Virginia*, 262 U.S. 679 (1923).

[77] La Régie est cependant consciente qu'il est difficile, lors de l'examen du rapport annuel, de distinguer les différents types d'erreurs prévisionnelles et les différentes sources de gains ou pertes de productivité.

[78] La Régie considère que la relation rendement-risque préside chacune des décisions d'affaires et financières que prend une entreprise. Le remboursement aux clients de la totalité des trop-perçus et des manques à gagner a pour conséquence de garantir le rendement de base de l'actionnaire et de le soustraire aux aléas et aux risques de court terme qu'il assume normalement. La Régie est d'avis qu'une telle garantie pourrait affecter la nature des décisions de gestion que le distributeur doit prendre en cours d'exercice.

[79] **La Régie juge que tant le cadre réglementaire que l'intérêt des différents acteurs requièrent que le rendement de base de Gaz Métro ne soit pas garanti.** Bien que la probabilité de non-réalisation du rendement de base ait historiquement été faible au cours des dernières années, **la Régie considère que ce risque de non-réalisation doit demeurer et qu'il est le gage d'une saine gestion. En ce sens, la Régie considère qu'une garantie pour le distributeur de réaliser à chaque année le rendement de base autorisé par la Régie irait à l'encontre de l'intérêt public.**

[80] Enfin, la Régie précise qu'en vertu du Mécanisme, le distributeur n'a pas cette garantie quant à l'atteinte de son rendement de base, puisqu'il est prévu, lors de l'examen du rapport annuel, que les pertes, le cas échéant, soient partagées en parts égales entre l'actionnaire et les clients²³. La Régie ne peut conclure que le risque assumé par l'actionnaire serait équivalent avec le Mécanisme proposé.

2.1.6 OPEX

[81] Le Mécanisme proposé inclut un indicateur de création de valeur associé au contrôle des dépenses d'exploitation, ou OPEX. Cet indicateur est basé sur le principe de plafonnement des coûts par client. La valeur créée par Gaz Métro est déterminée en calculant l'écart entre les charges d'exploitation réelles par client, en fin d'année, et un plafond préétabli des charges d'exploitation. Le Groupe de travail propose que ce plafond soit déterminé initialement et qu'il soit ensuite indexé annuellement, en tenant compte d'un facteur d'inflation et d'un gain de productivité attendu (facteur X).

²³ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, Annexe-Mécanisme incitatif, page 19.

[82] Le Groupe de travail propose une mesure de l'inflation basée sur l'indice à pondération fixe de la rémunération horaire moyenne pour l'ensemble des salariés du secteur des utilités publiques au Québec de Statistique Canada²⁴ et sur l'indice implicite des prix du produit intérieur brut (PIB) pour le Québec de Statistique Canada²⁵. Ces deux indices seraient utilisés pour déterminer l'inflation à l'aide de la dernière donnée disponible au 30 septembre de chaque année. Afin d'obtenir un indice d'inflation qui reflète la réalité de Gaz Métro, les deux indices seraient pondérés en tenant compte du pourcentage des salaires dans le total des charges d'exploitation, soit 65 %.

[83] La Régie juge que l'utilisation des indices retenus par le Groupe de travail pour déterminer l'inflation soulève deux préoccupations principales. D'une part, la disponibilité, au 30 septembre, de l'indice implicite du PIB pour le Québec²⁶ correspondant à la période visée n'est pas assurée. D'autre part, la grande volatilité de l'indice de la rémunération horaire moyenne pour l'ensemble des salariés du secteur des utilités publiques au Québec²⁷ pourrait compromettre la stabilité et la prévisibilité des tarifs.

[84] Le Groupe de travail propose de fixer le facteur X à 0,75 %, ce qui correspond à la borne inférieure de la fourchette proposée par l'expert retenu par le Groupe de travail. Après avoir mesuré la croissance de la productivité des dépenses d'exploitation de Gaz Métro et mené une analyse prospective de la productivité attendue, tenant compte des économies d'échelle et des changements technologiques attendus, l'expert recommande une cible de productivité annuelle pour les opérations de Gaz Métro allant de 0,75 % à 1,55 %. Le Groupe de travail retient la borne inférieure proposée, pour tenir compte des gains de productivité déjà réalisés par le distributeur depuis la mise en place du Mécanisme en 2000.

²⁴ Statistique Canada, tableau 281-0039, Indice à pondération fixe de la rémunération horaire moyenne pour ensemble des salariés (EERH), excluant le temps supplémentaire, estimations non désaisonnalisées, pour une sélection d'industries selon le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN), mensuel (indice, 2002=100).

²⁵ Statistique Canada, tableau 384-0036, Indices implicites de prix, produit intérieur brut (PIB), comptes économiques provinciaux, annuel (indice, 2002=100).

²⁶ *Supra* note 24.

²⁷ *Supra* note 25.

[85] Dans son rapport, l'expert évalue à 1,55 % la productivité attendue au niveau des opérations²⁸. Il estime à 1,16 % les gains attendus provenant des changements technologiques et à 0,39 % les gains provenant des économies d'échelle²⁹.

[86] Dans son mémoire, la FCEI utilise une approche basée sur les données du plan de développement pour estimer ces économies d'échelle.

[87] Bien que l'évaluation de l'ampleur des économies d'échelle et les approches utilisées par la FCEI et l'expert diffèrent, ces dernières mènent toutes deux à l'établissement d'un facteur X, pour l'OPEX, plus élevé que ce qui a été retenu par le Groupe de travail.

[88] La Régie estime qu'un facteur X de 0,75 %, correspondant à la borne inférieure de la fourchette proposée par l'expert du Groupe de travail, sous-estime la capacité du distributeur à réaliser des gains de productivité dans l'avenir. La Régie juge que cette sous-estimation a pour conséquence d'identifier des gains de productivité à partager pour un seuil minimal de productivité attendue, ce qui ne requiert pas d'effort particulier de la part du distributeur. La Régie juge que la sous-estimation du facteur X contrevient aux effets recherchés d'un mécanisme incitatif.

2.1.7 CAPEX

[89] Un des incitatifs ciblés soumis par le Groupe de travail est le CAPEX. Cette appellation est tirée du terme anglais *capital expenditures*. Cet incitatif vise l'amélioration du contrôle des dépenses de capital³⁰.

[90] La réglementation sur la base du coût de service constitue en soi un incitatif à surinvestir et à maximiser les additions à la base de tarification, puisque cette dernière sert d'assise au calcul du rendement autorisé.

²⁸ *Forward looking productivity target.*

²⁹ Pièce B-25, Gaz Métro-2, document 1, tableau 10.

³⁰ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2, page 15, révisée le 15 février 2012.

[91] Selon le Groupe de travail, l'objectif d'un incitatif de type CAPEX est d'optimiser les investissements au moment du déboursé, puisque cela n'est plus possible par la suite. Ce principe est non seulement applicable aux mécanismes incitatifs ciblés, tels que le Mécanisme proposé, mais également applicable aux mécanismes incitatifs de type global, tels que le Mécanisme qui est actuellement en vigueur³¹.

[92] Le Groupe de travail affirme que tout incitatif visant l'optimisation des dépenses en capital aura à la fois des effets sur le comportement à court terme du distributeur, par l'optimisation des dépenses en capitaux, et un effet à la baisse sur les tarifs à long terme, tenant compte de la durée de vie totale des équipements³².

[93] Un CAPEX est un assemblage complexe de plusieurs paramètres. La cible du CAPEX correspond, de façon simplifiée, au niveau des dépenses en capital à l'année 0 divisé par le nombre de clients. Le niveau réel des additions à la base de tarification est mesuré à la fin de chaque année. Ce résultat est comparé à la cible, ajustée pour tenir compte de la croissance de la clientèle, de l'inflation et de l'amélioration attendue de la productivité. Si le résultat réel est inférieur à la cible, les clients versent une bonification au distributeur. Dans le cas contraire, le distributeur remet un montant aux clients.

[94] Plus précisément, le CAPEX proposé par le Groupe de travail :

- repose sur l'amortissement de certains comptes (immobilisations, frais de développement informatique et programmes commerciaux);
- partage l'incitatif, qu'il soit positif ou négatif, moitié-moitié avec les clients;
- utilise un facteur de productivité (ou facteur X spécifique à cet indicateur) correspondant à 50 % de l'inflation;
- est limité par des bornes inférieure et supérieure de 2 M\$ chacune. La bonification peut donc varier de -1 M\$ à 1 M\$.

[95] Le Groupe de travail a choisi l'amortissement comme indicateur des dépenses en capital plutôt que les additions aux immobilisations. Deux raisons expliquent ce choix. Tout d'abord, il ne voulait pas que l'incitatif conduise Gaz Métro à ne pas procéder aux investissements en sécurité du réseau anticipés dans les prochaines années. Ensuite, il désirait un incitatif stable, d'une ampleur limitée, qui ne soit pas affecté par les grandes variations possibles lorsqu'on utilise les additions à la base de tarification.

³¹ Pièce B-37, Gaz Métro-6, document 1, page 4.

³² *Supra* note 31.

[96] En audience, le Groupe de travail affirme que le choix de l'amortissement a un impact sur le contrôle des programmes commerciaux qui sont amortis sur 5 ou 10 ans. Les immobilisations de réseau (conduites et autres) sont amorties sur une période généralement supérieure à 40 ans. Un mécanisme incitatif calculé sur l'amortissement incite à contrôler les additions aux programmes commerciaux plus que les additions aux infrastructures. L'impact sera moins important sur les activités d'investissement que sur les postes comptables dont la durée d'amortissement est courte.

[97] Le Groupe de travail constate aussi une augmentation des additions totales à partir de l'année tarifaire 2010 qui, selon lui, n'est pas stabilisée³³. En effet, les additions passent de 112 M\$ en 2010 à 131 M\$ en 2011 et sont prévues à 139 M\$ lors de l'année tarifaire 2012, soit l'année 0 du Mécanisme proposé. Le Groupe de travail ne présente aucune prévision des additions sur la durée du Mécanisme proposé.

[98] Le Groupe de travail précise que le lien entre l'amortissement et les additions est direct mais pas unique. Dans le cas où Gaz Métro double ses dépenses en programmes commerciaux et en capital dans les autres activités, l'effet sera beaucoup plus important sur l'amortissement des programmes commerciaux. Cette affirmation vaut aussi pour toutes les additions amorties sur une courte période.

[99] Questionné en audience sur la possibilité que la limitation de la bonification puisse faire disparaître l'effet incitatif du CAPEX³⁴, le Groupe de travail affirme que malgré la limitation proposée, il est possible de constater l'effet incitatif du CAPEX, sous certaines conditions. Dans une simulation soumise par le Groupe de travail, l'effet incitatif se confirme lorsqu'aucun gain de productivité n'est constaté pour l'année précédente, ce qui se produit à l'an 1 du Mécanisme proposé seulement³⁵.

[100] Le Groupe de travail indique avoir fixé une limitation au CAPEX, pour que Gaz Métro ne soit pas incitée à rogner sur la sécurité du réseau pour obtenir une bonification alléchante³⁶. Il affirme que cette limitation assure que l'indicateur ne fasse pas dérailler l'ensemble du Mécanisme proposé, en cas de situation extrême³⁷.

³³ Incluant les additions aux immobilisations ainsi que les additions aux comptes de frais reportés. L'amortissement retenu pour l'incitatif exclut une partie de ces montants.

³⁴ Dans le cadre d'une simulation portant sur une variation de 2 M\$ à la hausse ou à la baisse de l'amortissement.

³⁵ Pièce A-30-2, page 30.

³⁶ Pièce B-32, Gaz Métro-5, document 8, page 26.

³⁷ Pièce B-39, Gaz Métro-5, document 4, page 5.

[101] Questionné sur une possible objection à utiliser les additions aux immobilisations au lieu de l'amortissement, le Groupe de travail indique que ce choix ferait en sorte que les dépenses en programmes commerciaux, en flotte de véhicules ou en mobilier seraient aussi importantes que les investissements en réseau. Il importe au Groupe de travail d'inciter Gaz Métro à « *faire les bonnes dépenses aux bons endroits* » et, à cette fin, sa proposition lui semble la meilleure³⁸.

[102] Par exemple, si Gaz Métro décidait de réduire significativement, pendant un an, les additions à la base de tarification et que celles-ci passaient de 140 M\$ à 110 M\$, le potentiel de bonification serait de l'ordre de 15 M\$³⁹. Le Groupe de travail affirme que l'utilisation de l'amortissement crée un incitatif moins volatil⁴⁰.

[103] Selon l'expert retenu par le Groupe de travail, un CAPEX doit porter sur les dépenses en capital⁴¹. L'incitatif présenté par le Groupe de travail n'est donc pas un CAPEX selon lui, mais plutôt un incitatif lié à l'amortissement⁴². L'expert affirme de plus que les limitations proposées risquent d'affaiblir le CAPEX⁴³.

[104] Dans sa dissidence, la FCEI constate une réduction importante, voire une disparition quasi-complète de l'incitatif à optimiser les investissements en amélioration du réseau, comparativement à ce qui est actuellement appliqué dans le Mécanisme.

[105] L'intervenante considère que le CAPEX proposé incite faiblement à optimiser les dépenses en capital, dans le contexte où Gaz Métro est confrontée à un vieillissement de ses infrastructures qui pourrait impliquer des investissements importants⁴⁴.

[106] Selon la FCEI, les incitatifs naturels à la performance ne disparaissent pas lors de la mise en place d'un mécanisme incitatif.

[107] En audience, la FCEI dépose un tableau selon lequel le nombre de situations d'urgence par millier de clients a diminué entre 2001 et 2011⁴⁵. L'intervenante en conclut que les investissements en sécurité du réseau n'ont pas été négligés pendant cette période.

³⁸ Pièce A-30-2, page 51.

³⁹ Soit 50 % d'une variation de 30 M\$.

⁴⁰ Pièce A-30-2, page 19.

⁴¹ Pièce A-20, page 30.

⁴² Pièce A-20, page 70.

⁴³ Pièce A-20, page 163.

⁴⁴ Pièce C-2-6, page 3.

⁴⁵ Pièce C-2-16-FCEI. Ce nombre passe de 81 à 55 au cours de cette période.

[108] La Régie considère qu'un incitatif qui vise à contrôler la croissance de la base de tarification est important. Un tel incitatif doit se retrouver au cœur de tout mécanisme incitatif et doit être calibré de façon à contrer la tendance au surinvestissement. Le lien entre les objectifs du CAPEX, à savoir le contrôle des additions aux immobilisations, et l'incitatif proposé pour y arriver doit être solide.

[109] La Régie constate que les additions à la base de tarification lors de l'année tarifaire 2011 s'élèvent à 131 M\$, dont 27 % sont amorties sur une courte période⁴⁶.

[110] Comme le Groupe de travail, la Régie se préoccupe de la sécurité du réseau. Elle constate cependant que le Groupe de travail a retenu un CAPEX dont l'effet incitatif se limite à une faible portion des additions aux immobilisations. De plus, les bornes fixées pour cet incitatif peuvent, sur la durée du Mécanisme proposé, lui faire perdre son efficacité.

[111] La Régie considère que le Groupe de travail n'a pas démontré le lien entre le contrôle des additions aux immobilisations et le CAPEX proposé. Elle juge que les paramètres du CAPEX proposé par le Groupe de travail présentent plusieurs lacunes. La Régie en conclut que le CAPEX retenu par le Groupe de travail ne constitue pas un incitatif à gérer les additions à la base de tarification.

2.1.8 UTILISATION DU COÛT MOYEN PAR CLIENT

[112] Actuellement, dans le Mécanisme, la croissance des revenus repose essentiellement sur la croissance des consommations. En audience, le Groupe de travail indique que la plus grande lacune de ce Mécanisme provient de cet élément et que le nombre de clients serait une variable plus appropriée aux fins de ce calcul⁴⁷.

⁴⁶ Pièce A-27. Sont inclus les programmes commerciaux, les installations générales et le développement informatique. Le pourcentage associé à ces additions varie cependant de 32 % à 36 % entre 2008 et 2010.

⁴⁷ Pièce A-30-1, page 17.

[113] **La Régie partage l'avis du Groupe de travail soutenant que la croissance du nombre de clients est un facteur explicatif plus significatif de la croissance des coûts d'un distributeur que la croissance des volumes vendus.** En effet, la structure de coût de Gaz Métro est composée en grande majorité de coûts fixes, qui sont indépendants des volumes consommés. De plus, la Régie observe que la consommation unitaire par client diminue d'année en année. L'utilisation du nombre de clients permet de tenir compte de cette tendance. **Pour ces motifs, la Régie juge pertinent d'utiliser le nombre de clients comme variable dans l'évaluation des gains de productivité.**

[114] La formule proposée par le Groupe de travail pour le CAPEX et l'OPEX repose essentiellement sur le principe de plafonnement des coûts par client. La création de valeur est déterminée en évaluant l'écart entre un coût réel par client en fin d'année et un coût plafond par client. Dans cette mesure, l'ensemble des coûts spécifiques de certains postes comptables est divisé par le nombre de clients de l'ensemble de l'entreprise, soit le nombre de clients « global ». La valeur créée, ainsi calculée, est partagée et permet d'identifier la bonification octroyée à Gaz Métro au moment du rapport annuel.

[115] Le Groupe de travail a été questionné sur le fait que cette méthode de calcul puisse surestimer la valeur créée liée au raccordement des clients dont le coût marginal est inférieur au coût moyen « global » identifié (les clients de plus petite consommation) et sous-estimer la valeur créée liée aux raccordements des clients dont le coût marginal serait supérieur au coût moyen « global » identifié (les clients de plus grande consommation). Le Groupe de travail a aussi été questionné sur un possible recours au nombre de clients par catégorie tarifaire plutôt qu'au nombre de clients « global ».

[116] Le Groupe de travail confirme que la méthode de calcul sur la base du nombre de clients « global » pourrait entraîner une surestimation ou une sous-estimation de la valeur créée par rapport à la méthode de calcul sur la base du nombre de clients par catégorie tarifaire. Il souligne cependant qu'il faut avoir une vision holistique du Mécanisme proposé et qu'il faut tenir compte des autres indicateurs économiques. Le Groupe de travail mentionne aussi que les facteurs X spécifiques à l'OPEX et au CAPEX ont été évalués à partir de la tendance historique. Selon le Groupe de travail, si cette tendance se maintient, l'impact devrait être marginal⁴⁸.

⁴⁸ Pièce A-30-2, pages 77 et 78.

[117] Le Groupe de travail explique que l'utilisation d'un nombre de clients par catégorie tarifaire impliquerait l'évaluation d'un facteur X par catégorie tarifaire, ce qui n'a pas été fait. De plus, il mentionne qu'une telle segmentation serait complexe à calculer, dans la mesure où il faudrait avoir recours aux données de l'étude d'allocation du coût de service, qui sont relativement volatiles⁴⁹.

[118] En ce qui a trait aux caractéristiques du réseau de distribution de Gaz Métro, l'expert retenu par le Groupe de travail mentionne dans son rapport :

« It is challenging to calculate elasticity shares that are appropriate for Gaz Metro using data on the operations of U.S. utilities. This is chiefly due to the fact that Gaz Metro has an extraordinarily low number of residential customers relative to the extensiveness of its system⁵⁰. » [nous soulignons]

[119] En réponse à une demande de renseignements, le Groupe de travail fournit des données quant à la composition de la clientèle du distributeur et quant à l'étendue et aux coûts des conduites principales pour les cinq grandes régions de la franchise⁵¹.

[120] La Régie constate que ces données illustrent bien l'hétérogénéité de la clientèle du distributeur, en termes de consommation par client, de densification du réseau et de coût des conduites principales par région. Par exemple, la région *Montréal, Laurentides, Montérégie* regroupe 85 % des clients, dessert 68 % des volumes consommés et représente 57 % des coûts des conduites principales pour 60 % des kilomètres de ces conduites.

[121] En ce qui a trait aux consommations moyennes par client, la Régie compile le tableau suivant.

Tableau 1 – Caractéristiques de consommation

| Tarif | D ₁ | | | D _M | D ₃ | D ₄ | D ₅ | Total |
|---|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------|
| | 0-10 950 m ³ | 10 950 - 36 500 m ³ | 36 500 m ³ et plus | | | | | |
| Volume consommé (10 ³ m ³) | 347 534 | 360 754 | 1 142 828 | 825 278 | 31 633 | 1 392 109 | 944 450 | 5 044 586 |
| | 7% | 7% | 23% | 16% | 1% | 28% | 19% | 100% |
| # de clients | 153 319 | 19 303 | 11 594 | 1 708 | 38 | 78 | 160 | 186 200 |
| | 82% | 10% | 6% | 1% | 0% | 0% | 0% | 100% |
| Volumes par clients (m ³ /client) | 2 267 | 18 689 | 98 571 | 483 184 | 832 447 | 17 847 551 | 5 902 813 | 27 092 |

Source : pièce B-39, Gaz Métro-5, document 8, page 5

⁴⁹ Pièce A-30-2, pages 77 à 82.

⁵⁰ Pièce B-25, Gaz Métro-2, document 1, page 50.

⁵¹ Pièce B-39, Gaz Métro-5, document 8, pages 5 et 6.

[122] La Régie constate que la consommation du client moyen du distributeur est de 27 092 m³/an. Cependant, le volume consommé par client au premier palier du tarif D₁, qui représente 82 % des clients du distributeur, est de 2 267 m³/an. Par ailleurs, le volume moyen des clients du tarif D₄ est de 17 847 551 m³/an, soit un volume moyen 7 873 fois plus élevé que celui du premier palier du tarif D₁. Enfin, les clients au tarif D₄ consomment 28 % des volumes distribués par Gaz Métro.

[123] En raison des caractéristiques du réseau de Gaz Métro, de sa faible densification, de l'hétérogénéité marquée de la clientèle et de l'importance de la concentration de clients à grande consommation, **la Régie juge que l'utilisation du nombre de clients « global », tel que proposé par le Groupe de travail, induirait un biais important dans l'évaluation de la valeur créée.** Un tel biais pourrait inciter le distributeur à favoriser indûment le développement du marché des clients à faible consommation, au détriment des clients à grande consommation, indépendamment de la rentabilité des clients.

[124] Considérant le contexte dans lequel évolue Gaz Métro, la Régie ne peut retenir l'utilisation de la moyenne « globale » du nombre de clients car **elle juge que cet indicateur ne mesure pas adéquatement les gains de productivité réels créés pour les différentes catégories tarifaires et, par conséquent, induirait une bonification inadéquate.**

2.1.9 FIXATION DES TARIFS

[125] En ce qui a trait à la fixation des tarifs, le Groupe de travail mentionne que :

« L'idée ce n'est pas d'avoir les tarifs les plus bas possible en début d'année dans ce cadre de ce mécanisme-là, c'est d'avoir les tarifs les plus bas au réel. Parce que demain matin si je veux faire des tarifs bas, j'ai juste besoin d'arriver puis de vous mettre plus de volume que ce que j'avais prévu puis je me ramasse avec des tarifs bas. Mon objectif ce n'est pas d'avoir des faux tarifs bas, c'est d'avoir des vrais tarifs bas⁵². »

⁵² Pièce A-30-1, pages 202 et 203.

[126] Plus loin, il précise :

« Mais, nous, on dit "écoutez, ce processus-là de fixer les tarifs en début de l'année, on le met de côté pour s'assurer qu'à la fin de l'année, s'il y a de la valeur qui est créée, ça va être de la vraie valeur, indépendamment des variations qu'il peut y avoir à l'intérieur d'une année sur les dépenses d'opération et puis toutes les dépenses d'amortissement"⁵³. »

[127] La Régie comprend qu'en utilisant les données réelles pour évaluer la création de valeur, le Groupe de travail donne la priorité à ce qu'il identifie comme le « tarif réel », c'est-à-dire les revenus unitaires moyens réels constatés en fin d'année. L'importance de la fixation des tarifs affichés au *Texte des Conditions de service et Tarif* est mise de côté.

[128] La Régie rappelle que le terme « tarif » ne doit référer qu'aux taux affichés au *Texte des Conditions de service et Tarif* approuvés lors des dossiers tarifaires, puisque ces taux représentent le prix du service rendu. Les revenus unitaires constatés en fin d'année réfèrent, quant à eux, au revenu réalisé. Il s'agit de deux concepts distincts qui ne doivent pas être confondus.

[129] La Régie est préoccupée par le peu d'importance que prend la fixation des tarifs dans le Mécanisme proposé. Elle considère que cet exercice est au cœur de la Loi et qu'il constitue le rôle premier d'un régulateur.

[130] Le tarif constitue le signal de prix transmis au client quant au coût du service qu'il reçoit. Ce concept est fondamental : c'est le signal de prix qui induit chez le client un comportement efficient en termes de consommation.

[131] Il est très important pour la Régie que les tarifs soient fixés de la manière la plus juste et la plus rigoureuse possible. Il n'y a pas lieu, sous prétexte de la mise en place d'un mode de réglementation incitative, de banaliser l'exercice de fixation des tarifs et encore moins de ramener les écarts constatés en fin d'année à une simple erreur de prévision.

⁵³ Pièce A-30-1, pages 205 et 206.

2.1.10 MODE DE PARTAGE

[132] Tel que rapporté à la section 2.1.5, le Mécanisme proposé comporte une assurance pour Gaz Métro d'atteindre son rendement de base à chaque année. Il ne comporte donc aucun risque de court terme pour le distributeur.

[133] Par ailleurs, en ce qui a trait au mode de partage de la création de valeur, le Groupe de travail propose des modes de partage différents pour les cinq indicateurs économiques. Par exemple, pour ce qui est des indicateurs OPEX et CAPEX, le Groupe de travail propose de partager la valeur créée en parts égales entre Gaz Métro et les clients.

[134] Questionné sur l'apparente asymétrie entre le partage des risques et le partage de la création de valeur pour l'OPEX et le CAPEX, le Groupe de travail répond que la question doit être examinée selon une approche holistique qui tient compte simultanément des cinq indicateurs économiques du Mécanisme proposé⁵⁴.

[135] La Régie considère que la relation risque-rendement est une notion incontournable dans l'établissement du taux de rendement de base de l'avoir propre de l'actionnaire. Elle est d'avis que cette relation doit être transposée à la notion de partage des gains de productivité qui servira à déterminer la bonification du rendement sur l'avoir propre. Ainsi, il doit exister une symétrie entre les risques assumés par les clients et le distributeur et le mode de partage des gains de productivité créés.

[136] **Le Groupe de travail n'a pas démontré, à la satisfaction de la Régie, que le mode de partage de la valeur créée était en lien avec les risques assumés par l'actionnaire et par les clients.** La Régie considère plutôt qu'il existe une asymétrie à cet égard, dans la mesure où le distributeur n'assume aucun risque quant à l'atteinte de son rendement de base, alors que les clients assument 100 % de ce risque.

⁵⁴ Pièce A-30-1, pages 177 et 178.

2.1.11 CONCLUSION

[137] Pour l'ensemble des motifs énoncés dans les sections 2.1.1 à 2.1.10, la Régie ne retient pas le Mécanisme proposé par le Groupe de travail. Elle considère que, dans son ensemble, le Mécanisme proposé ne respecte pas les principales directives de la décision D-2010-116 et, qu'à certains égards, il pourrait aller à l'encontre de l'intérêt public. **La Régie rejette donc le Mécanisme proposé.**

2.2 GROUPE DE TRAVAIL

[138] Dans la décision D-2010-116, la Régie demande au Groupe de travail d'aborder les négociations autour de cinq thèmes :

- « - les gains de productivité en distribution;
- la remise des gains ou pertes de productivité;
- les trop-perçus et les revenus d'optimisation;
- l'efficacité énergétique;
- la clause relative à la révision pour événement majeur⁵⁵. »

[139] La Régie demande également au Groupe de travail de déposer un rapport distinct traitant de chacun de ces thèmes.

[140] Les lignes directrices adoptées dans cette même décision prévoient notamment que :

« La Régie acceptera l'entente décrite dans le rapport final du Groupe de travail si elle juge que l'entente, pour chacun des grands thèmes, rencontre les conditions suivantes :

- L'entente est dans l'intérêt public;
- L'entente respecte la Loi sur la Régie de l'énergie, ses règlements et ses décisions relatives à ce dossier.

[...]

⁵⁵ Décision D-2010-116, page 23, paragraphe 62.

Si la Régie considère qu'elle ne peut approuver dans sa totalité l'entente soumise, elle avisera les participants du Groupe de travail de la nature de ses préoccupations.

Le Groupe de travail devra se réunir pour discuter des préoccupations exprimées par la Régie et voir s'il peut reformuler son entente pour tenir compte de ces préoccupations et déposer ensuite une nouvelle entente devant la Régie.

Dans le cas où le Groupe de travail ne s'entendrait pas sur une nouvelle proposition à soumettre à la Régie, il devra l'en informer par écrit et lui communiquer toute considération jugée utile⁵⁶. » [nous soulignons]

[141] Or, le Groupe de travail indique que le Mécanisme proposé :

« [...] ne retient plus le concept de "gains de productivité" Il s'agit plutôt, sur le plan conceptuel, d'un coût de service avec des bonifications basées sur la création de valeur⁵⁷. »

[142] Il ajoute que :

« [...] le concept de création de valeur à la base de ce nouveau mécanisme incitatif est donc défini, pour cette entente, par un concept plus large qui vise à favoriser l'atteinte de l'optimum économique dans une vision de développement durable. Cette atteinte se fait nécessairement par des gains de productivité. [...]»⁵⁸

[143] La Régie constate que le Groupe de travail a modifié la structure fondamentale du Mécanisme proposé par rapport à celui qui est actuellement appliqué. Ainsi, le Mécanisme proposé n'est pas construit autour des cinq grands thèmes identifiés, contrairement aux instructions données dans la décision D-2010-116. La Régie ne peut donc pas s'appuyer strictement sur les lignes directrices pour déterminer les prochaines étapes à suivre.

[144] Par ailleurs, la Régie prend acte du montant élevé dépensé jusqu'à présent pour établir le cadre réglementaire du mécanisme incitatif à la performance de Gaz Métro.

⁵⁶ Décision D-2010-116, page 51.

⁵⁷ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 4, page 2.

⁵⁸ Pièce B-32, Gaz Métro-5, document 2, page 10.

[145] Pour ces motifs, tenant compte du rejet du Mécanisme proposé, de l'ampleur des modifications à y apporter et des montants dépensés à ce jour dans ce dossier, **la Régie juge qu'il irait à l'encontre de l'intérêt public de retourner le Groupe de travail à la table de négociation. La Régie met donc fin au Groupe de travail et définit à la section suivante le déroulement d'une phase 3, encadrant la suite du dossier.**

3. SUITE DU DOSSIER

3.1 MÉCANISME INCITATIF POUR LES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION

3.1.1 OBJECTIFS ET RÈGLES DU MÉCANISME INCITATIF

[146] La Régie est d'avis qu'un mécanisme incitatif équilibré et bien calibré, comparé à une réglementation basée sur le coût de service, constitue un réel avantage pour le distributeur, les clients et la Régie. **En conséquence, la Régie demande au distributeur de concevoir et proposer un mécanisme incitatif à la performance qui respecte les règles décrites dans la présente section. Ces règles découlent en grande partie des sections précédentes. La proposition de Gaz Métro devra prévoir une mise en place à compter du 1^{er} octobre 2013.**

[147] La Régie juge important que le prochain mécanisme repose sur des objectifs précis visant à rendre le distributeur plus efficace dans ses activités de distribution. Des éléments périphériques peuvent également y être ajoutés pour favoriser l'atteinte d'autres objectifs⁵⁹. Cependant, l'élément crucial de ce mécanisme doit demeurer la génération de gains de productivité dans l'activité de distribution. Ces gains de productivité pourront être partagés entre les clients et Gaz Métro.

⁵⁹ Par exemple, le Plan global en efficacité énergétique pour l'efficacité énergétique ou le compte d'aide au soutien social pour le soutien aux clients à faible revenu.

[148] **La Régie fixe les objectifs du prochain mécanisme. Dans un contexte de développement durable, celui-ci devra :**

- **favoriser la réalisation de gains de productivité dans les activités de distribution de Gaz Métro, sans que ne soit compromise la qualité du service à la clientèle ou la sécurité du réseau;**
- **permettre le partage de ces gains de productivité entre les clients et le distributeur;**
- **conduire à l'établissement de tarifs justes et raisonnables qui permettent à Gaz Métro de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation;**
- **être caractérisé par sa clarté et sa transparence, être facile à mettre en application et à administrer et contribuer à l'allègement du fardeau réglementaire pour toutes les parties concernées;**
- **permettre à Gaz Métro d'atteindre les objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.**

[149] **De plus, le texte de ce mécanisme devra inclure une section intitulée « Objectifs et orientations » qui identifie et décrit spécifiquement les objectifs visés ainsi que les orientations de mise en œuvre retenues par le distributeur.**

3.1.2 PRINCIPES À RESPECTER

[150] La Régie souhaite que le prochain mécanisme tienne compte des principes suivants :

- **une bonification de rendement doit découler de gains de productivité réels dans l'activité de distribution;**
- **un comportement générateur de gains de productivité ne peut conduire qu'à une seule bonification de rendement;**
- **le distributeur doit assumer un risque d'affaires normal et, en conséquence, le rendement sur l'avoir propre ne peut être garanti;**
- **le mode de partage des gains de productivité doit être en lien avec les risques assumés.**

[151] **La Régie demande que le prochain mécanisme incitatif à la performance repose sur une formule de plafonnement des revenus (*revenue cap*) par client, modulée par catégorie tarifaire.** Les catégories tarifaires devraient être les mêmes que celles qui sont actuellement identifiées dans le Mécanisme.

[152] La Régie considère qu'une approche modulée par catégorie tarifaire permettra de tenir compte plus spécifiquement de l'hétérogénéité de la clientèle du distributeur et de la faible densité de son réseau. Un plafonnement des revenus par catégorie tarifaire évitera de devoir recourir à l'étude de répartition des coûts. Enfin, contrairement aux affirmations du Groupe de travail et à la lumière d'expériences dans d'autres juridictions, la Régie ne croit pas qu'il soit nécessaire d'identifier un facteur X distinct pour chacune des catégories tarifaires.

[153] La Régie note que l'approche par plafonnement des revenus faisait partie des recommandations de l'expert retenu par le Groupe de travail. En effet, dans son rapport, l'expert présente deux approches de modélisation d'un mécanisme incitatif basé sur le plafonnement des revenus. La première approche se décline à partir des facteurs inducteurs des revenus, tandis que la seconde est construite sur la base des facteurs inducteurs des coûts de production. L'expert propose un mécanisme incitatif de plafonnement des revenus basé sur les facteurs inducteurs des coûts de production⁶⁰.

[154] Dans sa principale recommandation, l'expert propose que la croissance des coûts soit fonction de la croissance du prix des intrants, d'un facteur X et de la croissance du nombre de clients. Ce dernier élément est le principal facteur inducteur des coûts de production. L'expert suggère que l'indice implicite de prix du PIB au prix du marché (demande finale) soit utilisé pour refléter la croissance des prix des intrants. Sur la base de son évaluation du potentiel de gains de productivité, il propose un facteur X se situant entre 1,11 % et 1,67 %, ainsi qu'un dividende-client situé entre 0,2 % et 0,5 %. L'expert suggère que l'indice implicite de prix du PIB propre au Québec soit utilisé dans l'établissement de la croissance du revenu requis.

[155] **La Régie demande au distributeur de tenir compte, dans sa proposition, des recommandations de l'expert retenu par le Groupe de travail quant au facteur X et au dividende-client.**

⁶⁰ Pièce B-25, Gaz Métro-2, document 1, pages 12 et 13.

[156] Par ailleurs, à la suite de recherches sommaires, la Régie observe que l'indice de prix retenu par l'expert est publié sur une base annuelle, en novembre de chaque année. Le Groupe de travail prévoyait utiliser « *la dernière donnée disponible au 30 septembre de chaque année*⁶¹ ». Ce choix a pour conséquence qu'au 30 septembre de l'année t, l'indice de prix disponible est celui de l'année t-2, puisque l'indice de l'année t-1 n'est publié qu'en novembre.

[157] La Régie est d'avis que les taux d'inflation utilisés pour établir la croissance du revenu requis doivent correspondre le plus possible à la période visée par le dossier tarifaire. Ainsi, la Régie considère qu'il est plus approprié d'utiliser le taux d'inflation pour le Canada, produit sur une base trimestrielle, plutôt que le taux d'inflation produit pour le Québec. Ce taux correspond davantage à la période visée. L'expert réfère d'ailleurs à cette possibilité⁶².

[158] **La Régie demande également au distributeur de combiner au plafonnement des revenus un mécanisme de découplage**, du même type que ceux auxquels l'expert faisait référence dans son témoignage⁶³. Ainsi, les revenus reconnus au distributeur en fin d'année pourraient être évalués sur la base du nombre de clients réels par catégorie tarifaire.

[159] Un tel mécanisme de découplage permettrait de comparer les coûts réellement encourus en fin d'année avec les revenus reconnus au distributeur dans le cadre du rapport annuel. L'écart entre ces revenus et ces coûts pourrait faire l'objet d'un partage entre Gaz Métro et les clients. L'écart entre les revenus réellement générés par les tarifs et les revenus reconnus au distributeur serait entièrement assumé par les clients, qu'il soit positif ou négatif.

[160] La Régie considère qu'un mécanisme incitatif doté de telles modalités aurait pour avantage de dissocier la mesure des gains de productivité des données prévisionnelles établies lors du dossier tarifaire. Le bien-fondé de ce principe a d'ailleurs été reconnu par le Groupe de travail. Un mécanisme de découplage assurerait une meilleure garantie au distributeur quant au revenu auquel il peut s'attendre en fin d'année, tout en lui laissant la marge de manœuvre nécessaire pour gérer les coûts en cours d'année et pour générer des gains ou pertes de productivité dans ses activités de distribution.

⁶¹ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 14, lignes 26 à 28.

⁶² Pièce A-20, page 63.

⁶³ Pièce B-25, Gaz Métro-2, document 1, page 12.

[161] Le distributeur n'aurait pas accès à un rendement garanti, mais son risque par rapport au revenu attendu serait diminué, puisque ce dernier ne serait plus tributaire des volumes vendus mais plutôt du nombre de clients desservis.

[162] La Régie est consciente qu'un tel type de mécanisme modifie le cadre réglementaire dans lequel évolue le distributeur, puisque ce sera le nombre de clients desservis qui déterminera le revenu qui lui sera octroyé pour opérer son réseau. Dans cette nouvelle perspective, la Régie considère qu'il y a lieu de réexaminer l'utilité de chacun des comptes de frais reportés (CFR) autorisés au cours des dossiers précédents.

[163] La Régie demande donc au distributeur de présenter, en même temps qu'il déposera une proposition de mécanisme incitatif à la performance, les informations suivantes pour chacun des CFR existants :

- **la description du CFR;**
- **les montants annuels imputés à ce CFR au cours des cinq dernières années;**
- **la justification du maintien ou de l'abandon de ce CFR.**

3.1.3 ÉVALUATION DES RÉSULTATS

[164] La Régie juge important que l'évaluation future du mécanisme qui sera autorisé à l'issue de la phase 3 du présent dossier soit confiée à un tiers externe. Celui-ci sera chargé de compiler les indicateurs retenus, d'en faire une analyse et de rédiger un rapport. Les intervenants et Gaz Métro recevront cette évaluation initiale, la compléteront et proposeront des orientations relatives au renouvellement du mécanisme.

[165] La Régie retient l'explication avancée par le Groupe de travail quant à l'importance d'accorder à l'expert retenu la liberté de choisir la méthodologie qu'il juge la mieux adaptée, tenant compte du fait que l'évaluation d'un mécanisme incitatif est un exercice complexe qui requiert un niveau d'expertise élevé⁶⁴.

[166] La Régie convient que les paramètres de la grille d'évaluation soient précisés par l'expert, dans le cadre de l'exercice de son mandat. Afin d'assurer l'objectivité requise lors de l'exercice d'évaluation⁶⁵, la tierce partie retenue pour l'évaluation future du mécanisme sera mandatée par la Régie.

⁶⁴ Pièce A-30-2, page 181.

⁶⁵ Décision D-2010-116, page 39, paragraphe 130.

[167] À cet égard, la Régie établit, dès à présent, les grandes lignes du mandat d'évaluation du mécanisme à venir. Notamment, l'évaluation devra répondre aux questions suivantes :

- Le mécanisme a-t-il permis la réalisation de gains de productivité dans l'activité de distribution?
- Les gains de productivité ont-ils été partagés équitablement entre les clients et le distributeur de sorte que tous y ont trouvé un avantage?
- La qualité des services et la sécurité du réseau ont-elles été maintenues?
- Le mécanisme incitatif a-t-il permis au distributeur de faire les investissements requis pour le maintien et le développement du réseau?
- Le mécanisme a-t-il favorisé l'allègement des procédures réglementaires?
- Le mécanisme a-t-il permis l'atteinte des objectifs fixés par le gouvernement en matière d'efficacité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre?

3.1.4 INDICE DE QUALITÉ DE SERVICE

[168] La Régie juge primordial que des indices de mesure de la qualité du service accompagnent toute proposition de mécanisme incitatif à la performance. De tels indices permettent de s'assurer que la recherche des gains de productivité ne se fera pas au détriment de la qualité du service offert à la clientèle du distributeur. Dans la présente section, la Régie examine les indices de qualité de service proposés par le Groupe de travail.

Choix et pondération des indices

[169] Le Groupe de travail propose dix indicateurs de qualité ayant les poids suivants⁶⁶ :

⁶⁶ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 34.

Tableau 2 – Pondération des indices de qualité de service

| Indice de qualité de service | Poids |
|--|--------------|
| Entretien préventif et contrôle de la végétation | 10 % |
| Procédure de recouvrement et d'interruption de service | 10 % |
| Rapidité de réponse aux appels téléphoniques | 10 % |
| Fréquence de lecture des compteurs | 10 % |
| Partage de l'information | 5 % |
| Rapidité de réponse aux urgences | 20 % |
| ISO 14001 | 10 % |
| Élaboration d'une stratégie globale menant à la certification BNQ 21000 | 5 % |
| Satisfaction de la clientèle des tarifs D ₁ et D ₃ | 15 % |
| Satisfaction de la clientèle des tarifs D ₄ et D ₅ | 5 % |

[170] Le Groupe de travail propose de fondre l'entretien préventif et le contrôle de la végétation en un seul indice de qualité, dont le poids serait de 10 %⁶⁷. Le contrôle de la végétation sera assuré par une firme accréditée qui attestera du territoire couvert au cours de l'année.

[171] Le Groupe de travail propose que l'indice relatif aux procédures de recouvrement et d'interruption de service reflète les étapes spécifiées au document *Conditions de service et Tarif*, suivant certaines conditions spécifiques⁶⁸.

[172] Il propose également que la segmentation actuelle des clients (privilèges, affaires et résidentiels) qui est appliquée aux indices mesurant la rapidité de réponse aux appels téléphoniques et la fréquence de lecture des compteurs soit remplacée par une segmentation basée sur les volumes, conformément à la segmentation utilisée dans le texte des *Conditions de service et Tarif*⁶⁹.

⁶⁷ Pièce A-30-2, page 39.

⁶⁸ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 31.

⁶⁹ Petites consommations : de 0 à 999 m³; moyennes consommations : de 1 000 à 9 999 m³; grandes consommations : de 10 000 à 74 999 m³; très grandes consommations : 75 000 m³ et plus.

[173] Le Groupe de travail propose l'ajout d'un indice de partage de l'information qui pénalisera Gaz Métro dans les circonstances où le distributeur refuserait de répondre à des demandes de renseignements qui seraient, après examen, jugées légitimes par la Régie. Cet indice vise à favoriser l'allègement réglementaire. Un poids de 5 % est alloué à cet indice de qualité de service.

[174] Le Groupe de travail explique que le poids accordé à chacun des autres indices a été déterminé à partir des valeurs actuellement utilisées dans le Mécanisme. Il précise ne pas avoir procédé à une analyse de ces différents indices à partir d'une grille d'évaluation des impacts chiffrés⁷⁰. De plus, il indique ne pas être en mesure de donner une évaluation des coûts de maintien de la certification ISO 14001, ni de la mise en place de la norme BNQ 21000.

[175] La Régie considère qu'un indice de qualité de service doit avoir pour but premier d'inciter au maintien de la qualité du service et de la sécurité du réseau. Ainsi, l'ajout d'indices qui ne sont pas directement liés à ces deux éléments diluent et affaiblissent l'effet de l'ensemble des autres indices. **Pour cette raison, la Régie ne retient pas l'indice de partage de l'information.**

[176] La Régie note que les deux indices de performance environnementaux proposés totalisent un poids de 15 %. Ce pourcentage représente la part de bonification que le distributeur pourrait ne pas obtenir si ces indices ne sont pas atteints et que tous les autres le sont parfaitement. Ainsi, dans un scénario où la bonification annuelle du distributeur atteignait un potentiel de 10 M\$, ce dernier pourrait se voir pénalisé d'un montant de 1,5 M\$ si les indices environnementaux n'étaient pas rencontrés. La Régie ne peut pas établir de lien entre le coût associé à la mise en place de la mesure et le potentiel de gain de 1,5 M\$.

[177] **La Régie considère que la pondération accordée à chacun des indices de qualité de service doit être en lien avec les coûts et les conséquences, autant pour le distributeur que pour les clients, de ne pas atteindre le seuil minimal de cet indicateur. La Régie demande donc à Gaz Métro de revoir la pertinence de chacun des indices de qualité de service et d'en justifier la pondération.**

⁷⁰ Pièce A-30-2, page 169.

Modalités de calcul des pourcentages de réalisation

[178] Le Groupe de travail propose que la bonification de rendement constatée au rapport annuel soit conditionnelle à l'atteinte d'un pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service. Ce pourcentage global de réalisation correspond à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation des indices de qualité.

[179] Les conditions d'accès proposées à la bonification sont les suivantes :

- En bas du seuil minimal de 85 % de pourcentage global de réalisation, Gaz Métro n'a droit à aucune bonification;
- Entre 85 % et 100 % de pourcentage global de réalisation, le pourcentage de la bonification conservé par Gaz Métro correspond au pourcentage global de réalisation.

[180] Le Groupe de travail propose de conserver les modalités actuelles de calcul des pourcentages de réalisation individuels. Ainsi, lorsque le résultat individuel est de plus de 50 %, le pourcentage de réalisation de chaque indice⁷¹ est déterminé à partir d'une équation fournie par le Groupe de travail⁷². Lorsque le résultat individuel est de 50 % ou moins, le pourcentage de réalisation est fixé à 0 %. Le Groupe de travail propose de fixer à 85 % le résultat cible de chaque indice, sauf l'indice de satisfaction de la clientèle des tarifs D₄ et D₅, dont la cible serait de 75 %.

[181] Après un examen des résultats historiques des différents indices de qualité, la Régie constate que le résultat cible proposé de 85 % est peu contraignant pour les indices liés à l'entretien préventif, à la rapidité de réponse aux urgences, à la rapidité de réponse aux appels téléphoniques et à la fréquence de lecture des compteurs. Elle estime que le fait de fixer le même résultat cible pour ces indices de qualité ne tient pas compte de leurs particularités et affaiblit la protection que devrait procurer les indices de qualité de service.

[182] La Régie demande à Gaz Métro que les résultats cibles utilisés pour le calcul des pourcentages de réalisation de chacun des indices soient révisés en tenant compte des résultats individuels historiques.

⁷¹ À l'exception des indices ISO 1400, l'élaboration d'une stratégie globale en développement durable et le partage de l'information.

⁷² Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 35.

3.2 INCITATIF POUR LES ACTIVITÉS DE TRANSPORT ET D'ÉQUILIBRAGE

[183] La Régie indique, dans sa décision D-2010-116, qu'un nouvel incitatif devrait être envisagé pour optimiser, en début d'année, les outils de transport et d'équilibrage en fonction du coût global de fourniture, de transport et d'équilibrage. Cet incitatif pourrait être intégré au Mécanisme proposé ou plus tard pendant la durée du nouveau mécanisme incitatif, compte tenu de la complexité du sujet⁷³.

[184] Le Groupe de travail propose d'inclure au Mécanisme proposé un indicateur basé sur l'optimisation des coûts totaux de fourniture, de compression, de transport et d'équilibrage. Toutefois, en conformité avec la décision D-2010-116 de la Régie, cet indicateur sera développé et inclus ultérieurement.

[185] Le Groupe de travail propose les modalités d'une bonification portant sur les revenus d'optimisation provenant des transactions opérationnelles et financières au cas où ce nouvel incitatif ne serait pas encore en place lors de la première année d'application du Mécanisme proposé.

[186] Des rencontres techniques portant sur cet incitatif ont eu lieu et il est prévu que cette question sera traitée lors de la phase 1 du dossier tarifaire 2013.

[187] La Régie considère que la phase 1 du dossier tarifaire 2013 est le forum approprié pour traiter, s'il y a lieu, des modalités de bonification des transactions d'optimisation au cas où le nouvel incitatif ne serait pas mis en place.

3.3 ÉLÉMENTS PÉRIPHÉRIQUES

[188] La proposition du Groupe de travail comprend des éléments que la Régie qualifie de périphériques, c'est-à-dire des éléments qui peuvent être mis en place, indépendamment du mécanisme approuvé.

⁷³ Décision D-2010-116, page 29, paragraphe 87.

[189] La Régie inclut dans cette catégorie les éléments suivants :

- l'incitatif à l'efficacité énergétique;
- le compte d'aide au soutien social (CASS);
- le CASEP;
- l'incitatif à la réduction des émissions de gaz à effet de serre;
- l'incitatif à l'injection de biométhane.

3.3.1 INCITATIF À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[190] Le Groupe de travail propose, tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2010-116, une modification à l'incitatif à l'efficacité énergétique⁷⁴.

[191] En vue d'une application dès l'année tarifaire 2013, la Régie retient, tel que proposé par le Groupe de travail, un incitatif à l'efficacité énergétique à deux paliers. Elle retient également la proposition du Groupe de travail, en ce qui a trait aux objectifs annuels d'économie d'énergie à atteindre pour chacun de ces paliers. Ainsi, l'objectif du premier palier est fixé à 28 millions de m³/an et celui du second palier à 32 millions de m³/an⁷⁵.

[192] Cependant, en se basant sur les résultats du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et du FEÉ observés depuis 2006⁷⁶, la Régie ajuste le montant de la bonification associé à chacun de ces paliers. **L'atteinte du premier objectif de 28 millions de m³/an donnera droit à une bonification de 250 000 \$. Cette bonification est associée à l'atteinte complète de ce premier objectif et n'est donc pas proportionnelle aux résultats obtenus.**

[193] Les résultats situés dans l'intervalle de 28 à 32 millions de m³/an permettront à Gaz Métro d'obtenir une bonification annuelle supplémentaire de 750 000 \$, proportionnelle à l'atteinte de ces résultats.

⁷⁴ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2 révisé, pages 22 à 25; décision D-2010-116, pages 37 et 38.

⁷⁵ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2 révisé, page 22.

⁷⁶ Décisions D-2007-76, dossier R-3618-2006; D-2008-067, dossier R-3654-2007; D-2009-078, dossier R-3680-2008 et D-2010-091, dossier R-3717-2009. Voir aussi le dossier R-3782-2011.

[194] La bonification annuelle maximale associée à l'efficacité énergétique est donc de 1 M\$.

[195] La performance en efficacité énergétique de Gaz Métro sera mesurée en fin d'année financière uniquement, à partir de données réelles⁷⁷.

[196] Par ailleurs, le Groupe de travail propose que l'admissibilité aux programmes d'efficacité énergétique destinés à la clientèle résidentielle à faible revenu soit étendue aux propriétaires de logements locatifs qui paient la facture de gaz naturel et dont les locataires sont des ménages à faible revenu⁷⁸.

[197] La Régie considère que le présent dossier n'est pas le forum approprié pour traiter de cette proposition. En effet, les paramètres des programmes, dont leurs conditions d'admissibilité, sont habituellement soumis à l'approbation de la Régie dans le cadre de l'examen du PGEÉ, lors des dossiers tarifaires. La Régie invite donc le distributeur à présenter, s'il le souhaite, une proposition mieux définie, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire.

3.3.2 COMPTE D'AIDE AU SOUTIEN SOCIAL

[198] Pour soutenir les ménages à faible revenu, le Groupe de travail propose la création d'un CASS, financé par les clients et par Gaz Métro. L'objectif du CASS est d'alléger les frais de recouvrement pour les ménages à faible revenu en difficulté de paiement et d'offrir une aide d'urgence pour le règlement des factures de gaz naturel. Le Groupe de travail propose également d'inclure au CASS une aide additionnelle aux ménages à faible revenu pour l'encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique disponibles par les programmes du PGEÉ de Gaz Métro. L'aide serait accessible par l'entremise des organismes du milieu, dont les coûts d'opération seraient compensés par le CASS⁷⁹.

⁷⁷ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2 révisé, page 24.

⁷⁸ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2 révisé, pages 24 et 25.

⁷⁹ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, pages 26 et 27.

[199] La Régie reconnaît le bien-fondé d'un outil permettant à Gaz Métro d'alléger les frais de recouvrement des ménages à faible revenu et d'éviter à ces derniers de tomber en difficulté de paiement. Cependant, il importe que les aspects opérationnels d'un tel outil soient précisés, qu'il s'agisse de son budget annuel et total, de son contenu ou de ses paramètres d'application. La proposition du Groupe de travail apparaît incomplète selon la Régie et ne peut donc être retenue telle quelle.

[200] La Régie considère également que le dossier du Mécanisme incitatif n'est pas le forum adéquat pour traiter de cet élément. En effet, le dossier tarifaire serait plus approprié, tenant compte, notamment, des liens et des références communes entre le CASS et le PGEÉ. Il importe à la Régie d'éviter les double-emplois entre ces deux outils.

[201] La Régie invite donc le distributeur, s'il le souhaite, à présenter, dans le cadre d'un prochain dossier tarifaire une proposition semblable au CASS, dont les modalités seraient clairement définies.

3.3.3 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES

[202] Le Groupe de travail propose le maintien du CASEP dans sa forme actuelle et réaffirme l'objectif du programme de favoriser le remplacement de formes d'énergie plus polluantes par du gaz naturel.

[203] Il propose en plus de porter le budget annuel du programme à 2 M\$ et de rendre admissibles les projets de plus de 1,5 M\$. Finalement, il demande l'ajout au CASEP d'un volet « branchements efficaces » afin de permettre l'octroi de subventions à des projets où l'implantation de mesures d'efficacité énergétique occasionne une réduction de la rentabilité en dessous du coût du capital prospectif du distributeur.

[204] Le Groupe de travail indique que l'augmentation du budget de 1 à 2 M\$ permettra d'aider financièrement des projets de plus de 1,5 M\$. En audience, il précise que cette augmentation se justifie par le fait qu'il y a un bon potentiel de projets dans le secteur CII.

[205] Le Groupe de travail explique que, dans le cadre du volet « branchements efficaces », le CASEP pourrait subventionner des projets de nouvelles constructions en considérant des volumes économisés plutôt que des volumes déplacés. La Régie comprend que le nouveau volet proposé pourrait rendre admissibles des projets où il n'y a pas substitution d'énergies plus polluantes.

[206] La FCEI se dit d'accord avec le principe de favoriser la réduction des émissions de CO₂ mais considère que ces réductions ne devraient pas être faites à n'importe quel prix. L'intervenante estime que les subventions CASEP versées à un projet devraient être limitées à la valeur des réductions de CO₂ que ce dernier permet d'obtenir.

[207] Le Groupe de travail s'oppose à la proposition de plafonnement de la FCEI. Il explique que le fait de lier la subvention à la valeur des réductions de CO₂ obtenues aurait pour effet de limiter l'accès au programme aux clients ayant de grands volumes de consommation. Il indique également que, dans le contexte où le marché du carbone n'est pas encore organisé au Canada et au Québec, il est difficile d'établir une valeur économique précise pour les crédits de carbone⁸⁰. En outre, il précise que l'objectif du CASEP ne se limite pas à une réduction des émissions de CO₂ mais qu'il permet aussi une réduction d'autres polluants, comme les émissions de particules dans le cas où la forme d'énergie substituée est du bois.

[208] La Régie ne partage pas l'avis du Groupe de travail et considère qu'il y a lieu de maintenir le CASEP dans sa forme actuelle. Elle juge que l'objectif du programme doit demeurer le remplacement d'énergies plus polluantes par le gaz naturel.

[209] Dans ce contexte, la Régie considère que le CASEP ne devrait pas inclure un volet « branchements efficaces » qui rendrait admissibles des projets où il n'y a pas de substitution d'énergies polluantes.

[210] La Régie constate qu'en plus du CASEP, la clientèle du distributeur supporte un ensemble de coûts qui sont liés à des bénéfices environnementaux. Le Fonds vert, le PGEÉ et le maintien de la certification ISO 14001 en sont des exemples. Elle note également que le marché potentiel de substitution s'est effrité dans les dernières années même si, comme l'explique le Groupe de travail, il reste encore des poches de marché accessibles. D'ailleurs, Gaz Métro a confirmé observer cet effritement, pour ce qui est du marché résidentiel, lors du dernier dossier tarifaire⁸¹ et pour les marchés résidentiel et CII dans le dossier d'examen du rapport annuel au 30 septembre 2011⁸². **La Régie considère donc qu'il n'est pas justifié d'augmenter le budget du CASEP et en maintient le montant annuel à 1 M\$.**

⁸⁰ Pièce B-25, Gaz Métro-1, document 2, page 24.

⁸¹ Dossier R-3752-2011, pièce A-0040, page 216.

⁸² Dossier R-3782-2011, pièce B-0107, pages 6 et 7.

[211] Dans la mesure où le volet « branchements efficaces » est exclus du CASEP, la Régie comprend que le rehaussement de la limite de 1,5 M\$ imposée à l'ampleur des projets subventionnés vise essentiellement des projets de substitution dans le secteur CII. Elle note qu'il est moins nécessaire de subventionner des projets du secteur CII où le volume de gaz naturel en jeu est important parce que ces projets présentent des taux de rendement plus élevés⁸³. Elle note également que, dans certains cas, les projets dans le secteur CII peuvent bénéficier d'aide provenant de programmes comme ceux du Plan d'action sur les changements climatiques (PACC).

[212] Même si le Groupe de travail mentionne que malgré les subventions du PACC il y a des projets qui demeurent non rentables et qui ne pourront se faire qu'avec une subvention CASEP, la Régie juge que la limite actuelle de 1,5 M\$ imposée à la valeur des projets admissibles au programme offre suffisamment de marge de manœuvre au distributeur pour réaliser tous les projets de substitution disponibles. **Pour ces motifs, la Régie limite l'admissibilité au CASEP aux projets de moins de 1,5 M\$.**

[213] Par ailleurs, la Régie reconnaît que la valeur des bénéfiques environnementaux liés au CASEP est difficile à évaluer actuellement. **Elle ne retient donc pas la proposition de la FCEI d'imposer un plafond de subvention lié à la valeur des réductions de CO₂ obtenues.**

3.3.4 INCITATIF À LA RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE

[214] Le Groupe de travail propose de mettre en place un incitatif à la réduction d'émissions de gaz à effet de serre (GES). Il soutient que la réduction des émissions de GES permet de créer une valeur environnementale et économique et propose un mode de partage en parts égales, entre Gaz Métro et les clients, des revenus associés à la réduction des GES.

[215] Selon la proposition du Groupe de travail, Gaz Métro valoriserait les crédits de carbone qu'elle pourrait faire reconnaître, peu importe qu'ils proviennent de ses propres émissions, des conversions ou des mesures d'efficacité énergétique pour lesquelles les clients lui auraient cédé leurs crédits. Les coûts associés à l'obtention et la vente des crédits de carbone ne seraient pas comptabilisés dans les dépenses d'exploitation, mais seraient ajoutés aux tarifs de Gaz Métro. Les revenus constatés en fin d'année serviraient

⁸³ Dossier R-3752-2011, pièce A-0045, page 43.

d'abord à compenser les clients pour les coûts encourus durant l'année et les revenus excédentaires seraient partagés entre Gaz Métro et sa clientèle.

[216] Le Groupe de travail mentionne qu'actuellement, le marché du carbone est à l'étape de développement au Canada et au Québec et qu'il est difficile d'établir la valeur des crédits d'émission. En audience, il précise qu'il ne connaît pas la valeur des crédits et ajoute que le marché pour ceux-ci dépendra du *Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre*⁸⁴ du gouvernement du Québec, mais qu'il existe également des possibilités d'accéder à d'autres marchés, notamment en Europe.

[217] La Régie reconnaît que la mise en place d'un incitatif à la valorisation des crédits d'émissions est intéressante pour les clients et le distributeur. Elle constate cependant qu'il existe actuellement beaucoup d'incertitude quant aux prix et aux modalités de fonctionnement du nouveau règlement auquel le Groupe de travail réfère. Elle note que ce nouveau règlement ne devrait vraisemblablement s'appliquer aux activités de Gaz Métro qu'à compter du 1^{er} janvier 2015.

[218] Conséquemment, la Régie considère qu'il est prématuré de mettre en place un incitatif lié à la réduction des GES.

3.3.5 INCITATIF À L'INJECTION DE BIOMÉTHANE

[219] Le Groupe de travail demande que soit mis en place un incitatif à l'injection de biométhane dans le réseau de Gaz Métro. Considérant les avantages environnementaux de cette ressource, le Groupe de travail s'entend sur l'importance d'inciter Gaz Métro à maximiser l'injection de biométhane dans son réseau.

[220] Il propose d'accorder au distributeur une bonification de 0,03 \$ par mètre cube de biométhane injecté au-delà d'un seuil. Ce seuil est établi sur la base de la moyenne mobile des volumes injectés au cours des trois dernières années.

⁸⁴ L.R.Q., c. Q-2, a. 31, 1^{er} al., par. b, c, d, e.1, h et h.1, a. 46.1, 46.5, 46.6 et 46.8 à 46.16.

[221] L'objectif du Groupe de travail est d'inciter Gaz Métro à s'assurer que le biogaz produit soit transformé en biométhane pour être injecté dans le réseau. L'avantage par rapport à l'utilisation directe de biogaz dans une installation dédiée réside dans le fait que le réseau permet l'équilibre entre le volume produit et le volume consommé, en servant de tampon pour palier les écarts.

[222] En réponse à une demande de la Régie, le Groupe de travail confirme que l'incitatif proposé n'a aucune incidence directe sur la rentabilité d'un éventuel projet de production de biométhane, ni sur le tarif de réception que le producteur devra payer pour son injection dans le réseau. Il vise à encourager Gaz Métro à travailler de concert avec les promoteurs et à créer des conditions favorables à l'injection du biométhane.

[223] Le Groupe de travail indique également que les subventions accordées aux projets par le gouvernement font partie des facteurs qui ont un impact sur le volume de biométhane qui sera injecté dans le réseau.

[224] En audience, le Groupe de travail explique que les efforts qui seront faits par le distributeur pour favoriser l'injection de biométhane vont impliquer des coûts supplémentaires au niveau des ventes, de la publicité et de plusieurs autres dépenses d'exploitation. Il se dit cependant incapable d'identifier et d'évaluer ces coûts actuellement.

[225] La Régie constate qu'elle n'est pas en mesure d'établir un lien de causalité entre la bonification proposée et le bénéfice qui pourrait en résulter pour la clientèle, que ce soit au niveau économique ou environnemental.

[226] D'une part, selon la proposition du Groupe de travail, les clients paieraient une bonification qui n'a pas d'impact direct sur la décision d'un promoteur de réaliser un projet de biométhanisation, puisqu'elle n'aurait pas d'effet sur la rentabilité du projet. Qui plus est, le promoteur pourrait être incité à réaliser son projet par une subvention du gouvernement via le PACC, qui est lui-même financé par le Fonds vert, assumé en partie par la clientèle du distributeur.

[227] D'autre part, le Groupe de travail n'a pas évalué les coûts supplémentaires liés aux efforts que le distributeur devra consentir pour favoriser l'injection de biométhane. La Régie ne peut donc pas apprécier le lien entre ces coûts et la bonification proposée.

[228] **En conséquence, la Régie refuse la mise en place de l'incitatif à l'injection de biométhane proposé par le Groupe de travail.**

4. L'ANNÉE TARIFAIRE 2013

4.1 LE DOSSIER TARIFAIRE 2013

[229] La Régie note qu'il n'y a pas eu d'examen complet du coût de service de Gaz Métro depuis l'année tarifaire 2000, soit depuis plus de 12 ans. Durant toutes ces années, l'établissement du revenu requis a été confié à un Groupe de travail dans le cadre d'un PEN. Dans la mesure où un nouveau mécanisme incitatif à la performance des activités de distribution doit être mis en place, la Régie juge souhaitable de faire un examen complet et détaillé du revenu requis du distributeur avant d'implanter ce mécanisme.

[230] **Dans ce contexte, la Régie ne retient pas la proposition du Groupe de travail d'utiliser, comme point de référence d'un nouveau mécanisme, les données prévisionnelles ou réelles de l'année tarifaire 2012,** dans la mesure où ces données ont aussi fait l'objet d'une négociation dans le cadre du Mécanisme actuellement en place.

[231] La Régie considère qu'un examen complet et détaillé du revenu requis 2013 devra être effectué lors du dossier tarifaire. Ces données prévisionnelles pourront alors servir de base pour l'établissement du prochain mécanisme qui devrait entrer en vigueur dès l'année tarifaire 2014. **En conséquence, la Régie décide que le dossier tarifaire 2013 sera traité sur la base d'un coût de service.**

[232] La Régie est consciente que cette approche réglementaire, applicable uniquement pour l'année 2013, n'a pas été analysée dans le présent dossier et qu'aucune proposition relativement au mode de partage des trop-perçus ou manques à gagner n'a fait l'objet de discussion. **Pour ces motifs, la Régie juge que ce débat devra avoir lieu dans le cadre du dossier tarifaire 2013 et demande au distributeur de faire une proposition en ce sens.**

4.2 FEÉ

[233] Dans la décision D-2010-116, la Régie a exclu le maintien des activités du FEÉ des négociations relatives au Mécanisme incitatif⁸⁵.

[234] La Régie demandait également que le Groupe de travail soumette, à la fin du Mécanisme en cours et dans le cadre du dossier tarifaire 2012, un plan d'action prévoyant la dissolution du FEÉ. Ce plan d'action devait, notamment, inclure une proposition de règles applicables à la réallocation des sommes cumulées aux clients ayant contribué au FEÉ et, le cas échéant, une proposition relative au transfert de certains programmes au PGEÉ⁸⁶.

[235] **La Régie prend note que les programmes et activités du FEÉ seront évalués, puis lui seront présentés dans un dossier préalable au dossier tarifaire 2013, afin d'obtenir l'approbation pour le transfert de programmes au PGEÉ⁸⁷.**

[236] En ce qui a trait à la réallocation du solde du FEÉ aux clients y ayant contribué, **la Régie constitue tout d'abord une réserve de 750 000 \$ permettant d'assumer les dépenses requises durant l'année tarifaire 2013, afin de compléter la fermeture du FEÉ et de finaliser les dossiers engagés avant le 30 septembre 2012.**

[237] La Régie reconnaît, tout comme le Groupe de travail, que le solde du FEÉ appartient en totalité aux groupes de clients qui y ont contribué, à savoir les clients des tarifs D₁ et D₃. Ainsi, le solde du FEÉ en date du 30 septembre 2012, moins la réserve de 750 000 \$ prévue, sera réparti entre ces clientèles⁸⁸.

⁸⁵ Page 35.

⁸⁶ *Ibid.*

⁸⁷ Pièce B-48, Gaz Métro-1, document 2 révisé, pages 43 et 44. Le dossier R-3790-2012 déposé par Gaz Métro le 3 avril 2012, soit après la prise en délibéré du présent dossier, traite de ce sujet.

⁸⁸ *Ibid.*, page 44.

[238] À cette fin, la Régie retient la proposition de l'UC à l'effet que la remise du solde du FEÉ aux clientèles contributives se fasse par un ajustement tarifaire applicable lors du dossier tarifaire 2013, au prorata des revenus de distribution générés par les clients des tarifs D₁ et D₃. Une telle approche avait déjà été retenue dans le cadre du dossier R-3690-2009⁸⁹.

[239] Le cas échéant, un second ajustement tarifaire applicable lors du dossier tarifaire 2014 réallouera le solde de la réserve de 750 000 \$ selon les mêmes modalités.

5. CALENDRIER PROCÉDURAL DE LA PHASE 3

[240] **La Régie demande au distributeur de déposer une proposition d'un nouveau mécanisme qui rencontre les exigences de la présente décision au plus tard le 1^{er} octobre 2012.** Par la suite, la proposition du distributeur sera soumise au processus d'audience habituel. La Régie fixera ultérieurement le déroulement de la phase 3 du présent dossier.

6. FRAIS DES INTERVENANTS POUR LA PHASE 2

6.1 LÉGISLATION ET PRINCIPES APPLICABLES

[241] Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner à Gaz Métro de payer des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations.

[242] L'article 35 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*⁹⁰ prévoit qu'un intervenant, autre qu'un distributeur, peut réclamer le remboursement de tels frais.

⁸⁹ Pièce A-30-3, pages 42 à 54.

⁹⁰ (2006) 138 G.O. II, 2279.

[243] La Régie détermine que les demandes de remboursement de frais du présent dossier sont encadrées par le *Guide de paiement des frais des intervenants 2009* de la Régie (le Guide), soit le Guide qui prévalait au moment du dépôt du dossier. Elle ajuste donc, en conséquence, les demandes de frais admissibles. Ce Guide ne limite cependant pas le pouvoir discrétionnaire de la Régie de juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus et de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations.

6.2 FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ADMISSIBLES

[244] L'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le ROÉÉ, le RNCREQ, S.É./AQLPA, l'UC et l'UMQ déposent une demande de remboursement de frais. Les frais demandés portent sur l'ensemble du déroulement de la phase 2, excluant les frais relatifs à la négociation de l'entente. Ces derniers frais ont déjà fait l'objet d'un remboursement, conformément à la décision D-2010-116.

[245] Le 13 avril 2012, Gaz Métro commente les demandes de remboursement de frais des intervenants. Le distributeur souligne l'importance du montant des frais engagés depuis l'ouverture du dossier, qu'il évalue à près de 1,1 M\$.

[246] Aucun intervenant ne réplique à ces commentaires.

[247] En vertu de l'article 36 de la Loi, et après avoir appliqué le Guide, la Régie analyse les demandes de remboursement de frais en fonction de l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations.

[248] La Régie juge que les intervenants ont été utiles à ses délibérations et, en conséquence, leur accorde le remboursement de l'ensemble des frais admissibles, tels que présentés au tableau suivant.

| TABLEAU 3 FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ACCORDÉS (taxes incluses) | | |
|--|----------------------------|---|
| Intervenants | Frais réclamés (\$) | Frais admissibles et accordés (\$) |
| ACIG | 20 466,62 | 20 466,62 |
| FCEI ⁽¹⁾ | 59 642,48 | 59 662,14 |
| GRAME | 12 197,82 | 12 197,82 |
| OC ⁽²⁾ | 20 030,61 | 17 168,70 |
| RNCREQ | 1 803,02 | 1 803,02 |
| ROEÉ | 13 400,31 | 13 400,31 |
| S.É./AQLPA | 18 626,68 | 18 626,68 |
| UC | 23 530,52 | 23 505,29 |
| UMQ | 11 734,28 | 11 734,28 |
| TOTAL | 181 432,34 | 178 564,86 |

(1) Ajustement des taxes pour le procureur

(2) Le taux horaire de l'analyste a été réduit en fonction du Guide 2009

[249] **VU** ce qui précède;

[250] **CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie* et le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*;

La Régie de l'énergie :

REJETTE le Mécanisme proposé par le Groupe de travail;

MET FIN au Groupe de travail;

FIXE le déroulement de la phase 3 tel que présenté à la section 5;

ORDONNE à Gaz Métro de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision;

OCTROIE aux intervenants les frais présentés au tableau 3 de la section 6;

ORDONNE à Gaz Métro de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Louise Rozon
Régisseur

Marc Turgeon
Régisseur

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Annie Gariépy;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Vincent Regnault;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd. (TCE) représentée par M^e John Hurley;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

Annexe Q-8.3

| Distributeur | Mode réglementaire | Période | Facteur | Ajustements tarifaires annuels | Clients | Volumes |
|---------------------|---|---------|--|--|---|---|
| ATCO Gas | PBR3 (<i>Third-Generation Performance-Based Regulation</i>) <ul style="list-style-type: none"> Mécanisme incitatif limitant les hausses tarifaires en les liant à l'inflation moins un facteur X | 2024-28 | Facteur X = 0,4 % OPEX : incluses dans la formule CAPEX : Traitement à la marge via facteur K Facteur Y : coûts transférables directement aux clients (taxes, etc.) Facteur Z : événements exogènes et matériels | Inflation – Facteur X de 0,4 % | Croissance progressive +1,5 %/an à +2 %/an à l'horizon 2034 <ul style="list-style-type: none"> Expansion urbaine et diversification des usages résidentiels et commerciaux | Croissance modérée +1 %/an à +1,5 %/an <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique, intégration de GNR et hydrogène dans le réseau |
| Enbridge Gas Inc. | IRM (<i>Incentive Rate-making Mechanism</i>) <ul style="list-style-type: none"> Fixer les tarifs selon une formule prédéterminée | 2025-28 | Facteur X : 0,28 % OPEX : intégrées dans la formule sauf pour certains coûts hors du contrôle (facteur Y et facteur K) CAPEX : traités à la marge / examinés et approuvés séparément | Inflation – Facteur X de 0,28 % | Croissance soutenue +1,5 %/an à +2 %/an à l'horizon 2025-2030 du plan d'approvisionnement <ul style="list-style-type: none"> Croissance résidentielle en zones urbaines | Hausse progressive +1 %/an à +1,5 %/an <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique, plus croissance tirée par le secteur résidentiel (moins de volumes) |
| Enbridge Gaz Québec | Allègement réglementaire comme Énergir Formule d'indexation sur les OPEX | 2025-28 | Formule paramétrique similaire à Énergir pour les OPEX | Point de départ x (1 + I + 0,75 x Ğ), où : I : Taux d'inflation pondéré tel qu'expliqué au point B Ğ : Inflation basée sur la croissance du nombre de clients Deux facteurs d'inflation pondérés : <ul style="list-style-type: none"> EERH (salaires) : x 55 % + IPC (autres dépenses) x 45 % | Croissance faible ou stable | Légère décroissance ou stagnation <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique Obligations réglementaires GNR |
| FortisBC Energy | MRP (<i>Multi-Year Rate Plan</i>) <ul style="list-style-type: none"> MI permettant de fixer les tarifs pluriannuellement selon une formule prédéfinie | 2025-27 | Stretch Facteur uniquement : 0,27 % Coût par client inflationné selon : OPEX : IPC – 0,27 % CAPEX : inflation (pondérée : 50 % main-d'œuvre / 50 % non main-d'œuvre) Traitement à la marge : <ul style="list-style-type: none"> <i>Sustainment & Other</i> CAPEX : montant fixe pour la période Facteur Z CFR | Inflation – 0,27 % | Croissance continue +1,5 %/an à +2 %/an à l'horizon 2030 <ul style="list-style-type: none"> Croissance démographique Développement urbain hors Vancouver | Croissance soutenue, mais plus lente que le nombre de clients +0,5 %/an à +1 %/an <ul style="list-style-type: none"> Efficacité énergétique Transition énergétique -Intégration du GNR dans le réseau |

**Expertise Mandate:
Assessment of the Number of Customers as an
Indicator of OPEX Cost Evolution in a Declining
Context**

Table of contents

About Énergir 3

Study context 3

Mandate objective and methodology 3

Deliverables 4

Schedule 5

About Énergir

With more than \$10 billion in assets, Énergir is a diversified energy company whose mission is to meet the energy needs of its approximately 540,000 customers—including 328,000 in the United States—and the communities it serves in an increasingly sustainable way. As the main distributor of all natural gas in Quebec, Énergir also produces electricity through its participation in the Seigneurie de Beaupré wind farms, supplying more than 65,000 households. Through subsidiaries and other investments, the company is present in the United States, where it produces renewable energy via hydroelectric, wind, solar, and renewable natural gas power plants, and is the sole distributor of natural gas in the state of Vermont. Énergir values energy efficiency, with more than 144,000 projects completed and over 1.5 million tonnes of greenhouse gases avoided in Quebec since 2001. The organization invests in and continues its involvement in energy projects such as the injection of renewable natural gas into its Quebec gas network and the distribution of liquefied and compressed natural gas. Through its Quebec subsidiaries, it also offers a variety of energy services. Énergir aims to become the preferred and appreciated partner for all those who aspire to a better energy future.

Study context

For several years, Énergir has applied a regulatory relief approach for setting its operating expenses, excluding the cost of future employee benefits (OPEX), based on an automatic adjustment formula. This parametric formula is as follows:

Actual formula for OPEX :

$$\text{OPEX}_t = \text{OPEX}_{t-1} \times (1 + I + 0,75G)$$

- **I** : Weighted inflation factor (75% Wage CPI + 25% Overall CPI)
- **G**: Change in the number of customers (growth or decline)
- The customer growth factor is discounted at 0.75.

Historically, many experts have highlighted the strong correlation between the cost growth of a distributor and the growth in the number of customers. This approach has been considered relevant in a context of customer base growth.

Énergir anticipates a decrease in its customer base in the coming years, which calls into question the relevance of the number of customers as the main indicator for OPEX cost evolution during periods of decline.

Mandate objective and methodology

Énergir wishes to commission an independent firm to answer the following questions:

First part of the mandate:

- Is the number of customers still a relevant and reliable indicator to explain the variation in OPEX costs for a natural gas distributor when the number of customers is declining?
- Could this result in an asymmetry in the discount factor to account for possible growth or decline? For example, could the discount factor be 0.75 in case of growth and 0.25 in case of decline?

Second part of the mandate

- What could be a realistic discount factor in case of a decrease in the number of customers?

The answers to the first two questions should be provided at the beginning in order to receive responses more efficiently, and no later than October 6, 2025

The firm must:

- Review and analyze relevant literature and regulatory practices in Canada.
- Conduct a benchmarking:
 - Select relevant cases of distributors who have experienced a decline in the number of customers.
 - Analyze the adjustments made to their cost tracking models and parametric formulas, if applicable.

Deliverables

At the end of the mandate, the firm must submit to Énergir a report for each part of the mandate, structured according to a template previously approved by Énergir. These two (2) reports must each present, in a complete and rigorous manner, all the work carried out as well as the conclusions addressing the mandate's objectives.

The report for the first mandate must include, but is not limited to:

- An assessment of the robustness of the link between the number of customers and OPEX costs in a declining situation.
- Propose, if applicable, alternative or complementary indicators for tracking operating costs.
- Make recommendations on the possible adjustment of the formula used by Énergir.

The first report must, but not exclusively, present the analysis, findings, and recommendations.

Both reports must be accompanied by a complete technical file, gathering all supporting documents and evidence used in the analysis. These must also include a summary of results for internal presentation.

Schedule

The report for the first part of the mandate must be completed by the firm and approved by Énergir by October 10, 2025.

The parties must reach a mutual agreement regarding the completion date for the second report.