

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2007-116

R-3630-2007

15 octobre 2007

PRÉSENTS :

M. Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)

M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

M^c Richard Lassonde

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro)

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision

*Demande de modifier les tarifs de Société en commandite
Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2007*

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 gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCQ);
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- TransCanada Energy Ltd. (TransCanada);
- Union des consommateurs (UC);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES	5
3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE	6
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail	6
3.2 Application du mécanisme incitatif.....	7
3.2.1 Établissement du revenu requis	7
3.2.2 Principaux éléments.....	9
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2008	9
3.3.1 Politique de capitalisation.....	9
3.3.2 Amortissement du compte de stabilisation tarifaire.....	10
3.3.3 Groupe de travail sur l'interfinancement.....	11
3.3.4 Efforts d'amélioration de la performance.....	12
3.4 Modifications aux structures tarifaires et au Texte des tarifs.....	12
3.5 Plan global en efficacité énergétique (PGEE).....	13
3.5.1 Résultats du PGEE 2007.....	13
3.5.2 Objectif d'économie d'énergie et budget demandé en 2008	14
3.5.3 Rentabilité des programmes.....	15
3.5.4 Impact tarifaire et pertes de revenus	15
3.5.5 Modifications aux programmes	16
3.5.6 Évaluation des programmes.....	16
3.5.7 Suivi des décisions antérieures de la Régie	17
3.6 Programme de produits financiers dérivés	18
3.7 Programme de flexibilité tarifaire.....	19
3.8 Établissement des tarifs	20
3.8.1 Ajustement tarifaire global	20
3.8.2 Stratégie tarifaire.....	21
3.9 Conclusion sur le rapport du groupe de travail.....	22

4.	SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE	22
4.1	Taux de rendement.....	22
4.1.1	Les modèles utilisés	22
4.1.2	La prime de risque du marché.....	25
4.1.3	Le risque d'un distributeur repère.....	26
4.1.4	Le taux sans risque.....	27
4.1.5	Les autres coûts d'accès aux marchés.....	28
4.1.6	Le risque de Gaz Métro.....	29
4.1.7	Le résultat du MÉAF	30
4.1.8	La formule d'ajustement automatique de la prime de risque	30
4.1.9	Les autres modèles.....	30
4.1.10	La comparaison avec les distributeurs américains.....	30
4.1.11	Conclusion	31
4.2	Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2008-2010	33
4.2.1	Demande de gaz naturel.....	33
4.2.2	Contexte et stratégies d'approvisionnement.....	33
4.2.3	Planification annuelle 2008	35
4.2.4	Plan d'approvisionnement 2008-2010	38
4.3	Méthode de normalisation des revenus.....	41
4.4	Fonds en efficacité énergétique	44
4.4.1	Suivi 2007	44
4.4.2	Objectif d'économie d'énergie et budget demandé en 2008	44
4.4.3	Rentabilité des programmes.....	45
4.4.4	Modifications aux programmes	46
4.4.5	Évaluation des programmes.....	46
4.5	Interfinancement relié au profil d'achat de fourniture de gaz naturel.....	47
4.6	Développement rentable du marché résidentiel.....	48
4.6.1	Solutions à l'interne	49
4.6.2	Solutions d'ordre tarifaire.....	50
4.6.3	Standardisation des conditions de raccordement.....	56
4.6.4	Modification aux frais de remise en service	57
5.	MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION	58

1. INTRODUCTION

Le 23 mars 2007, Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modification de ses tarifs et de certaines conditions à compter du 1^{er} octobre 2007.

Les intéressés suivants obtiennent le statut d'intervenant : l'ACIG, la FCEI, le GRAME, OC, le RGCQ, le RNCREQ, le ROÉÉ, S.É./AQLPA, TransCanada, l'UC et l'UMQ. Novitherm présente des observations. L'Agence de l'efficacité énergétique (AEE), après analyse du dossier et de la preuve, informe la Régie qu'elle ne présentera pas d'observations.

La demande est amendée le 29 juin 2007. Le 27 août 2007, Gaz Métro dépose une demande ré-amendée et des pièces modifiées pour tenir compte de la mise à jour relative aux taux obligatoires de long terme et au taux d'inflation.

La Régie a tenu une audience du 28 au 31 août 2007 et les 5 et 7 septembre 2007 à Montréal. Le dossier est pris en délibéré le 7 septembre 2007.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les modifications tarifaires demandées.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Les conclusions recherchées par Gaz Métro, selon la demande ré-amendée datée du 27 août 2007, sont :

*« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2009 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2008 par la décision D-2006-140;*

***APPROUVER** les modifications proposées au compte de nivellement relatif aux variations de la température pour tenir compte de l'effet du vent;*

***APPROUVER** le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2008 tel que prévu à l'article 72 de la Loi;*

***APPROUVER**, pour l'exercice financier 2008, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés», ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;*

APPROUVER l'application à l'exercice 2008 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-47;

AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds en efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ présenté à la pièce Gaz Métro-9, document 10;

AUTORISER le coût en capital moyen de 8,26 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2008, lequel provient entre autres de modifications proposées à la méthode d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2008, le coût en capital prospectif de 7,28 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1er octobre 2007, les tarifs de Gaz Métro de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 775 369 000 \$, de façon à permettre à Gaz Métro de récupérer l'ensemble de ses coûts;

AUTORISER la répartition tarifaire proposée à la pièce Gaz Métro-13, document 6;

APPROUVER pour application à compter du 1^{er} octobre 2007, le texte des tarifs proposé aux pièces Gaz Métro-14, documents 1 et 2, lesquels incluent des modifications tarifaires pour : i) refléter la solution proposée par le groupe de travail ayant analysé la problématique concernant le coefficient d'utilisation du transport et l'écart de prix hiver/été des coûts de fourniture; et ii) améliorer la rentabilité du plan de développement du marché résidentiel. »

3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE

3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

Dans la décision D-2007-56, la Régie autorise la mise en place d'un Groupe de travail composé des intervenants reconnus au dossier. Elle adopte les lignes directrices du processus d'entente négociée (PEN) et définit les sujets devant faire l'objet de la négociation.

Le 27 juin 2007, les membres du Groupe de travail indiquent leur accord quant au contenu des pièces décrites à la pièce B-16-Gaz Métro-1, document 3, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les pièces produites par Gaz Métro respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le mécanisme incitatif) approuvé dans la décision D-2007-47.

Le rapport du Groupe de travail contient deux dissidences. OC et TCE sont dissidentes quant à la formation d'un groupe de travail sur l'interfinancement à l'intérieur des tarifs de distribution.

3.2 APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF

3.2.1 ÉTABLISSEMENT DU REVENU REQUIS

Le fonctionnement du mécanisme incitatif est basé sur une comparaison entre le revenu plafond et le revenu requis en début d'exercice.

Lorsque le revenu requis est inférieur au revenu plafond, l'écart est considéré comme un gain de productivité. Ce dernier est partagé de manière égale entre les clients et Gaz Métro, sous forme d'ajustement tarifaire pour les premiers et de bonification du rendement de base sur l'avoir des actionnaires ordinaires pour le second.

Lorsque le revenu requis est supérieur au revenu plafond, les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis. Il n'y a alors aucune bonification du taux de rendement de Gaz Métro, qui contracte une dette envers les clients.

Le revenu plafond de la composante distribution est établi à partir de celui de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés et de l'évolution des prix à la consommation moins un facteur de productivité¹. Le revenu plafond est également ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions. Le revenu plafond des autres composantes, soit le transport, l'équilibrage et les coûts relatifs aux variations d'inventaires, est égal au revenu requis déterminé selon la méthode du coût de service.

¹ Pièce B-16-Gaz Métro-8, document 1, page 1 (révision du 27/8/2007).

Le revenu requis de distribution avant partage est établi selon les mêmes règles que dans un mode de réglementation basé sur les coûts. Les coûts de distribution comprennent, entre autres, les dépenses d'exploitation, les amortissements et le rendement sur la base de tarification. Les coûts de transport et d'équilibrage sont en majeure partie déterminés par les contrats conclus avec les fournisseurs des services de transport et d'entreposage et les volumes projetés.

L'établissement de l'ensemble des revenus et des coûts fait l'objet d'un PEN. Le tableau suivant présente le calcul du gain de productivité pour l'année tarifaire 2008, son partage, ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires (F, C), transport (T) et équilibrage (É), tel qu'indiqué en preuve.

TABLEAU 1
Calcul du gain de productivité et son partage
(000 \$)

	2007	2008				
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport ⁽¹⁾ (T)	Équilibrage (É)	TOTAL ⁽²⁾
Revenu plafond	751 174	480 201	10 553	188 164	95 615	774 534
Revenu requis	734 341	481 036	10 553	188 164	95 615	775 369
Gain de productivité	16 832	(835)	-	-	-	(835)
Part des clients	8 416	(835)	-	-	-	(835)
Part de Gaz Métro	8 416	0	-	-	-	0
Rendement additionnel de Gaz Métro après impôts	0,84 %	0,00 %	-	-	-	0,00 %

Sources : pièces B-16-Gaz Métro-8, documents 1, 2 et 3, révisées le 27/8/2007.

- (1) Le coût de transport inclut les coûts reliés aux variations d'inventaires.
- (2) Étant donné que le revenu plafond est inférieur au revenu requis, Gaz Métro doit rembourser à 100 % le dépassement de productivité à ses clients à partir de gains de productivité futurs.

Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2008 s'établit à 480,2 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 481,0 M\$. L'ensemble des activités de Gaz Métro ne lui permet pas, cette année, d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution. Le dossier présente donc un dépassement de 0,835 M\$, assumé à 100 % par les clients sous forme d'augmentation des tarifs pour l'année 2008. Selon le mécanisme en

vigueur au 1^{er} octobre 2007, ce montant constitue toutefois une dette de Gaz Métro envers ses clients à être compensée par des gains futurs.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

Le prix moyen du service de fourniture de Gaz Métro prévu pour 2008 est de 7,12 \$/GJ, soit un prix qui est inférieur de 6 % à celui qui était projeté dans le cadre du dossier tarifaire 2007. Gaz Métro mentionne que le prix du gaz naturel demeure élevé sur une base historique et que, malgré le recours à des dérivés financiers qui limitent la volatilité du prix du service de fourniture en cours d'année, des fluctuations mensuelles du prix sont à prévoir.

Gaz Métro prévoit pour l'année tarifaire 2008 des ventes de 5 838 10⁶ m³ comparativement à 5 812 10⁶ m³ en 2007. La demande des clients « ventes petit et moyen débits » diminue de 2,1 %, dont 1,4 % en raison de l'introduction de la vitesse du vent dans la méthode de normalisation des revenus et 0,7 % en raison de la croissance des économies d'énergie et l'impact des programmes d'efficacité énergétique. La demande des clients « ventes grandes entreprises » augmente pour sa part de 3,2 % avant interruptions.

Les dépenses d'exploitation s'élèvent à 132,0 M\$ en 2008, soit un niveau identique à celui de 2007.

La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 813,4 M\$, soit une diminution de 1,2 M\$ par rapport à l'année dernière. Les additions à la base de tarification s'élèvent 132,1 M\$ en 2008. Ce montant s'explique par la croissance des frais reportés, par les projets de développement et d'amélioration du réseau et par les investissements en installations générales. Les additions à la base de tarification en 2008 sont néanmoins en baisse de 42,5 M\$, notamment en raison de la complétion du projet TCÉ Bécancour (47,0 M\$) en 2007.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2008

3.3.1 POLITIQUE DE CAPITALISATION

Gaz Métro a mis à jour sa politique de capitalisation en revoyant les mesures d'encadrement des projets reliés aux immobilisations corporelles et incorporelles, ainsi que les règles et critères de capitalisation de frais.

À la suite de l'analyse de divers projets informatiques, Gaz Métro a établi que certains coûts devaient désormais être inclus aux charges d'exploitation plutôt que d'être capitalisés.

L'application de la nouvelle politique de capitalisation dans le dossier tarifaire 2008 a pour effet d'accroître les dépenses d'exploitation et, en conséquence, les tarifs de distribution, puisque ces coûts auraient autrement été intégrés dans la base de tarification et amortis. Abstraction faite du rendement sur le solde non amorti, la nouvelle politique de capitalisation aura, à terme, un effet neutre pour les clients selon Gaz Métro. Le Groupe de travail suggère cependant d'étaler sur quelques années l'impact de l'application de la nouvelle politique.

Pour l'année 2008, le Groupe de travail demande donc à la Régie d'accepter la création d'un compte de frais reportés afin de reporter dans le temps 50 % des effets attendus de l'application de la nouvelle politique de capitalisation, soit un montant de 3,0 M\$. Ce compte de frais reportés serait amorti linéairement sur deux ans à compter du 1^{er} octobre 2008.

La Régie accepte la proposition concernant la politique de capitalisation de frais et autorise la création d'un compte de frais reportés.

3.3.2 AMORTISSEMENT DU COMPTE DE STABILISATION TARIFAIRE

Le Groupe de travail propose d'adopter une nouvelle méthode d'amortissement du compte de stabilisation tarifaire².

En remplacement d'une méthode d'amortissement linéaire sur cinq ans, le Groupe de travail propose d'utiliser à l'avenir une méthode d'amortissement dégressif du solde du compte, à un taux annuel de 20 % afin de réduire la volatilité de l'amortissement du compte de stabilisation tarifaire. Ce changement ferait passer l'amortissement de 13,5 M\$ à 7,1 M\$ pour le présent dossier tarifaire.

² Le compte de stabilisation tarifaire est principalement constitué du compte de nivellement de la température.

La Régie ne retient pas la proposition du Groupe de travail concernant la méthode d'amortissement dégressif du compte de stabilisation tarifaire. Elle est d'avis que la proposition ne respecte pas le texte du mécanisme incitatif approuvé par la décision D-2007-47. La méthode d'amortissement dégressif proposée n'amortit pas entièrement les comptes sur une période de cinq ans³, la valeur résiduelle du montant à amortir s'élevant à 33 % après la cinquième année. La Régie considère donc que la proposition du Groupe de travail excède les termes du mécanisme incitatif présentement en vigueur.

3.3.3 GROUPE DE TRAVAIL SUR L'INTERFINANCEMENT

Le Groupe de travail considère qu'il serait opportun d'effectuer une réflexion globale au sujet de l'interfinancement à l'intérieur des tarifs de Gaz Métro au cours de la prochaine année. Il propose donc à la Régie que :

- Gaz Métro, au début de novembre 2007, transmette aux participants l'information qu'elle croit utile pour étudier cette question, notamment un historique de l'évolution de l'interfinancement et de la situation concurrentielle;
- Une première rencontre de discussion ait lieu vers la mi-novembre 2007;
- Une deuxième rencontre ait lieu vers la mi-décembre 2007;
- Un rapport soit fait à la Régie par Gaz Métro dans le dossier tarifaire 2009. Ce rapport ferait état des recommandations de Gaz Métro quant aux orientations à adopter à ce sujet.

Des dissidences sont émises par OC et TCE. Ces intervenants ne s'opposent pas à la formation du Groupe de travail mais souhaitent que les méthodes d'allocation du coût de service soient également discutées par le Groupe de travail.

Tant le Groupe de travail que les intervenants qui ont exprimé une dissidence n'ont pas identifié clairement les problèmes concrets que soulèvent l'interfinancement ou la méthode d'allocation des coûts du distributeur et qui justifieraient la mise sur pied d'un groupe de travail. **La Régie rejette la demande de créer un groupe de travail sur l'interfinancement.**

³ Décision D-2007-47, dossier R-3599-2006, Annexe Mécanisme incitatif, page 15.

3.3.4 EFFORTS D'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE

En suivi de la décision D-2007-47, le distributeur présente les mesures concrètes d'amélioration de la performance mises en place, dont :

- La mise à jour de la politique de capitalisation et l'adoption d'une nouvelle directive concernant les frais de représentation;
- La poursuite du processus annuel d'identification des risques opérationnels et financiers;
- Une priorisation des activités ayant permis de réduire la masse salariale d'environ 60 postes;
- Un nouveau régime flexible d'avantages sociaux pour les employés-cadres dont les augmentations de coût seront dorénavant partagées avec les employés.

La Régie prend acte des efforts d'amélioration de la performance déployés par le distributeur dans le cadre de l'application du mécanisme incitatif.

3.4 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES ET AU TEXTE DES TARIFS

Le Groupe de travail propose quelques modifications de fond ainsi que certains changements mineurs au texte des Tarifs :

- Révisions des volumes journaliers contractuels;
- Modification(s) des préavis au service de fourniture à prix fixe;
- Abolition du tarif D1 fixe;
- Modification de certains frais reliés prévus aux Dispositions générales du texte des Tarifs;
- Report du dépôt de la proposition de Gaz Métro pour adapter ses tarifs à la clientèle cogénération de pointe;
- Modifications visant à ajuster ou préciser les clauses suivantes du texte des Tarifs:
 - Applicabilité du prix moyen à l'équilibrage;
 - Révision de l'obligation minimale annuelle au tarif DM;
 - Prolongation de contrat au tarif D5;
 - Retrait de la prime pour avis d'interruption de jour et sur semaine;
 - Ajout de la définition d'un client résidentiel.
- Modifications n'ayant d'impact que sur la forme du texte des Tarifs sans en altérer le contenu.

Ces modifications sont expliquées dans le rapport du Groupe de travail à la pièce Gaz Métro-12, document 1.

La Régie approuve les propositions du Groupe de travail relatives aux structures tarifaires et au texte des Tarifs, sous réserve des décisions rendues dans les sections qui suivent.

3.5 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PGEÉ)

3.5.1 RÉSULTATS DU PGEÉ 2007

Après cinq mois d'opération, Gaz Métro indique que les objectifs d'économie de gaz de l'année tarifaire 2007 sont atteints à 54 %.

La Régie note qu'un dépassement des objectifs d'économie de gaz pour la clientèle des ventes aux grandes entreprises (VGE) est à prévoir. De plus, un dépassement du budget associé à certains programmes destinés à la clientèle VGE et à la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle (CII) peut également être anticipé⁴.

⁴ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 1, page 35; pièce B-16-Gaz Métro-9, document 2, page 2.

TABLEAU 2
Rapport de suivi du PGEÉ 2007 au 28 février 2007⁵

Clientèle <i>Autres activités</i>	Prévisions (12 mois)			Réel (5 mois)		
	Participants (n)	Économies (m ³)	Budgets (\$)	Participants (n)	Économies (m ³)	Dépenses (\$)
Résidentielle	4 175	1 317 950	1 496 208	1 892	551 354	673 735
CII	965	9 594 044	4 910 853	788	3 224 233	2 915 874
VGE	68	6 111 268	802 528	19	5 500 407	571 830
<i>Programmes intangibles</i>			289 750			42 248
<i>Recherche</i>			370 000			62 097
Total	5 208	17 023 261	7 869 340	2 698	9 275 993	4 265 784
Clientèle <i>Autres activités</i>	Taux de réalisation					
	Participants (%)	Économies (%)	Dépenses (%)			
Résidentielle	45 %	42 %	45 %			
CII	82 %	34 %	59 %			
VGE	27 %	90 %	71 %			
<i>Programmes intangibles</i>			15 %			
<i>Recherche</i>			17 %			
Total	52 %	54 %	54 %			

La Régie prend acte des résultats des divers programmes du PGEÉ par catégorie tarifaire indiqués au tableau XIII de la preuve, tel que demandé dans la décision D-2006-140⁶.

3.5.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2008

Des économies d'énergie cumulatives de près de 1 046 Mm³ et des économies nettes de 357,7 M\$ sont prévues pour l'ensemble des participants dans le cadre du PGEÉ 2007-2010 sur toute la durée de vie utile des mesures.

Pour le PGEÉ 2008, les économies d'énergie sont de 23,7 Mm³. Cet objectif correspond à une économie nette de 125,6 M\$ pour les participants sur la durée de vie utile des programmes. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2008, le budget demandé s'élève à 11,8 M\$, dont 9,7 M\$ d'aide financière et 2,1 M\$ de frais d'exploitation. À titre de comparaison, la prévision budgétaire pour 2008 est en hausse de 4,2 M\$ par rapport à celle prévue dans le plan triennal de l'an dernier⁷.

⁵ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 2, page 2.

⁶ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 2, pages 25 à 33; décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 32.

⁷ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 1, page 5; dossier R-3596-2006, pièce B-22-Gaz Métro-10, document 2, page 8.

La Régie autorise le budget du PGEÉ demandé pour l'année 2008.

3.5.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

Gaz Métro dépose le résultat des tests de rentabilité du PGEÉ. La Régie constate que l'ensemble du PGEÉ 2007-2010 est rentable, exception faite du projet-pilote *PE113 Chauffe-eau instantané* et du *PE111F Chaudière AFUE 85 % et plus*. Le test du coût total en ressources (TCTR) s'élève à plus de 131 M\$ et le test du participant (TP) à près de 358 M\$⁸.

Gaz Métro soumet que le ratio du coût des programmes tangibles et intangibles sur les économies cumulatives est de 0,4697 \$/m³ économisé. Le format et les intrants de ce nouveau ratio sont conformes à la demande de la Régie⁹ et permettent de comparer les coûts unitaires globaux du PGEÉ à ceux des autres distributeurs d'énergie¹⁰.

3.5.4 IMPACT TARIFAIRE ET PERTES DE REVENUS

Dans ses décisions D-2005-171¹¹ et D-2006-140¹², la Régie jugeait nécessaire de disposer d'indicateurs pour mesurer l'impact de l'ensemble des mesures en efficacité énergétique sur les revenus de distribution et les revenus totaux du distributeur.

Gaz Métro a donc entièrement revu la manière de présenter les impacts annuel et global de l'efficacité énergétique sur les tarifs. Selon la nouvelle méthode, l'impact annuel du PGEÉ 2008 est de 2,6 % et l'impact global des mesures en efficacité énergétique sur les revenus de distribution depuis le début du PGEÉ de 4,1 %¹³. **La Régie accepte la nouvelle méthode de calcul de l'impact tarifaire du PGEÉ.**

⁸ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 2, page 11.

⁹ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, 26 septembre 2006, pages 33 et 34.

¹⁰ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 2, page 13.

¹¹ Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, 23 septembre 2005.

¹² Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, 26 septembre 2006, page 34.

¹³ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 1, page 78.

3.5.5 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

Outre l'ajout de trois programmes ciblant spécifiquement la clientèle des ménages à faible revenu, des modifications sont proposées sur la refonte des critères d'éligibilité aux programmes *PE210 Chaudières et fournaies à condensation* et *PE202 Chaudières à efficacité intermédiaire* et sur l'élargissement des critères d'admissibilité du programme *PE211 Études et Aide à l'implantation de mesures en efficacité énergétique* afin d'y inclure les études réalisées par les ingénieurs d'usine. **La Régie approuve les ajouts et les modifications apportés aux programmes du PGEÉ.**

3.5.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

La Régie accepte le calendrier d'évaluation des programmes du PGEÉ¹⁴. Ce document est conforme à la demande exprimée dans la décision D-2006-140.

La Régie prend note des rapports d'évaluation des programmes *PE113 Chauffe-eau instantané*, *PE202 Chaudières à efficacité intermédiaire* et *PE210 Chaudières et fournaies à condensation*, ainsi que des conclusions de ces rapports, notamment en ce qui a trait aux taux d'opportunité¹⁵.

Dans le cadre du programme *PE210 Chaudières et fournaies à condensation*, le taux d'opportunité utilisé est actuellement de 9 %. Gaz Métro propose de le porter à 14 %, malgré qu'elle ait mesuré un taux de 20 % lors de l'évaluation du programme. Dans le cas du *PE202 Chaudières à efficacité intermédiaire*, le distributeur propose de conserver le taux d'opportunité actuel de 14 %, malgré le fait que l'évaluation l'ait estimé à 26 %. Gaz Métro indique à cet égard que les modifications à venir des paramètres de ces programmes pourraient avoir pour effet d'affecter à la baisse les taux d'opportunité mesurés.

Compte tenu des changements prévus aux critères d'éligibilité des programmes *PE202 Chaudières à efficacité intermédiaire* et *PE210 Chaudières et fournaies à condensation*, ces taux d'opportunité peuvent évoluer. **La Régie accepte, pour 2008, les taux d'opportunité associés à ces programmes. Elle demande cependant au distributeur de réévaluer ces taux en tenant compte des nouveaux paramètres des programmes et de présenter les résultats de ces travaux lors du dossier tarifaire 2009.**

¹⁴ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 1, page 16.

¹⁵ Pièce B-16-Gaz Métro-9, documents 6 et 7.

La Régie prend note du dépôt de l'évaluation du potentiel technico-économique (PTÉ) pour la grande industrie¹⁶. Le programme *PE211 Études et aide à l'implantation de mesures en efficacité énergétique* représente à lui seul près de 40 % des prévisions d'économies d'énergie du PGEÉ 2008. Une part importante des mesures du PTÉ touche l'entretien et l'optimisation d'équipements et de systèmes. Selon la définition donnée dans le rapport d'évaluation du PTÉ¹⁷, de telles mesures doivent être considérées comme des mesures comportementales dont les gains unitaires s'effritent avec le temps. Gaz Métro indique néanmoins qu'il n'y a pas de mesures comportementales associées au programme *PE211 Études et aide à l'implantation* et que seuls les équipements sont subventionnés dans ce programme.

La Régie demande à Gaz Métro de fournir, pour le dossier tarifaire 2009, une description plus précise des mesures appliquées dans ce programme, ainsi que le rythme d'implantation de ces mesures. La description fournie doit permettre de justifier si ces mesures font ou non partie de la famille des mesures comportementales.

3.5.7 SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE

Suivi de la décision D-2006-140

La Régie accueille la proposition d'ajuster les approches institutionnelles afin qu'elles permettent de mieux rejoindre la clientèle municipale. Gaz Métro fait état d'une collaboration à un projet de portail de services en énergie mené par l'UMQ, sans proposer d'autres changements à ses approches institutionnelles.

La Régie demande à Gaz Métro de soumettre un suivi des actions entreprises en lien avec la clientèle municipale lors de l'examen du PGEÉ 2009¹⁸.

Gaz Métro dépose un Plan d'action pour les ménages à faible revenu (MFR) qui complète les activités déjà offertes dans le cadre des programmes du PGEÉ et du FEÉ. Ce plan comprend¹⁹ :

- le lancement d'une étude de marché permettant de recueillir plus d'informations sur les MFR;

¹⁶ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 3.

¹⁷ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 3, page 17.

¹⁸ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, 26 septembre 2006, pages 36 et 37.

¹⁹ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 1, pages 25 à 33.

- une étude sur les unités murales permettant de quantifier les opportunités associées à cette technologie;
- une bonification des programmes du PGEÉ, permettant à Gaz Métro de couvrir 100 % des surcoûts des appareils à haute efficacité par rapport aux appareils standards dès le 1er octobre 2007;
- la participation aux travaux d'élaboration du Plan d'ensemble en efficacité énergétique et nouvelles technologies (PEEÉNT) et au programme Éconologis de l'AEÉ;
- la création d'une table de travail avec les intervenants du milieu;
- l'arrimage des actions commerciales du FEÉ et du PGEÉ;
- l'amorce d'une réflexion sur la problématique des incitatifs partagés, avec les représentants des associations de propriétaires d'immeubles (CORPIQ, APQ, APAGM).

En 2008, les actions portent principalement sur l'analyse de la clientèle des MFR et des enjeux qui lui sont propres.

La Régie prend acte de la stratégie d'intervention auprès de la clientèle à faible revenu proposée par Gaz Métro.

Suivi de la décision D-2007-76

Dans la décision D-2007-76²⁰, la Régie demande à Gaz Métro de suspendre l'inclusion, dans le compte de frais reportés (CFR) du PGEÉ, des dépassements du programme *PE 210 Chaudières et fournaies à condensation*, jusqu'à ce que la rentabilité du programme ait été démontrée. Gaz Métro présente des résultats du TCTR de ce programme en tenant compte des économies ajustées et des dépenses réelles du programme. Le résultat du TCTR s'élève à près de 19,7 M\$²¹. **La Régie est satisfaite de la démonstration de la rentabilité du programme *PE 210 Chaudières et fournaies à condensation* et autorise Gaz Métro à intégrer les dépassements observés en 2005 pour ce programme au CFR du PGEÉ.**

3.6 PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

Les orientations de Gaz Métro en matière de gestion du coût du service de fourniture de gaz naturel sont les suivantes :

²⁰ Décision D-2007-76, dossier R-3618-2006, 22 juin 2007, page 13.

²¹ Dossier R-3630-2007, pièce B-26.

- stabiliser le coût du gaz naturel en réduisant la volatilité du portefeuille;
- limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix lors de cycles haussiers ou lors de pointes de la demande dans le marché;
- saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position concurrentielle du gaz naturel.

Le programme de produits financiers dérivés permet à Gaz Métro d'utiliser divers outils pour atteindre ces objectifs, soit les contrats d'échange à prix fixe, l'achat et la vente d'options d'achat et de vente et une combinaison de ces outils. Gaz Métro présente les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du programme pour l'exercice financier 2008. Elle propose une modification au programme de produits financiers dérivés en vigueur.

Gaz Métro recommande de mettre à jour le prix maximal pour les contrats d'échange et le plancher des colliers en le faisant passer de 8,35 \$/GJ à 8,68 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive.

Avec un prix de 8,68 \$/GJ, Gaz Métro démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec Distribution pour plus de 92 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. Gaz Métro soumet que, pour être compétitive auprès de 100 % de la clientèle commerciale, elle devrait utiliser un prix maximal de 7,54 \$/GJ. Dans le contexte de marché, cette limite réduirait considérablement les opportunités de fixation des prix à l'aide de contrats d'échange pour l'ensemble des périodes sur lesquelles le programme de produits financiers dérivés peut agir.

La Régie approuve la modification proposée et approuve le programme de produits financiers dérivés pour l'exercice financier 2008.

De plus, la Régie prend acte du rapport annuel de performance du programme de produits financiers dérivés déposé en suivi de la décision D-2001-214.

3.7 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE

Gaz Métro demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2009, le programme de flexibilité tarifaire pour le mazout et la biénergie pour les tarifs D₁, D₃ et D_M.

Ce programme vise à prévenir des pertes de volumes et de revenus de transport, d'équilibrage et de distribution ainsi que la hausse tarifaire pouvant en résulter pour l'ensemble de la clientèle.

La Régie reconduit, jusqu'au 30 septembre 2009, les programmes de flexibilité tarifaire pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M.

3.8 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

3.8.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

Dans la mesure où le revenu requis est supérieur au revenu plafond, les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis totalisant 775,4 M\$. La hausse des tarifs de distribution demandée s'établit donc à 6,2 %.

Cette hausse provient de l'effet combiné des variations des volumes de gaz naturel consommés, du revenu plafond et du revenu requis. L'augmentation du revenu plafond découle principalement de la remise du gain de productivité moyen des années 2003 à 2007 et de l'introduction de facteurs exogènes relatifs à la variation des volumes et à la normalisation du vent.

Quant à la hausse du revenu requis observée en 2008, elle est, entre autres, attribuable à l'augmentation demandée du taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire par rapport à 2007.

L'application du mécanisme incitatif ne permet aucun ajustement au revenu plafond en 2008, tel que prévu dans la décision D-2007-47. En effet, l'ajustement du revenu plafond prévu au mécanisme incitatif ne doit pas conduire à une hausse des tarifs de distribution supérieure à 4,2 %, ce qui n'est pas possible dans le cadre du présent dossier, puisque la hausse prévue est de 6,2 %. L'ajustement potentiel de 14,6 M\$ du revenu plafond n'est donc pas appliqué dans le présent dossier, mais est reporté au dossier tarifaire 2009.

Le tableau suivant présente le détail des calculs de l'ajustement tarifaire.

TABLEAU 3
Calcul de l'ajustement tarifaire global demandé en 2008
(000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	480 201	10 553	188 164	95 615	774 534
Part des clients	835				835
FEÉ	0				0
Revenu requis (après partage)*	481 036	10 553	188 164	95 615	775 369
Tarifs 2006-2007**	452 923	13 450	188 668	94 949	749 990
Ajustement tarifaire	28 113	(2 897)	(504)	666	25 379
<i>Pourcentage</i>	<i>6,2 %</i>	<i>(21,5 %)</i>	<i>(0,3 %)</i>	<i>0,7 %</i>	<i>3,4 %</i>

* Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

** Tarifs en vigueur en 2007 appliqués aux volumes projetés de 2008.

Sources : pièce B-16-Gaz Métro-8, document 4, page 1,
pièce B-16-Gaz Métro-13, document 6, page 1.

La hausse globale du revenu requis pour l'année tarifaire 2008 et des tarifs de distribution est tributaire de l'ensemble des décisions rendues dans le présent dossier, notamment sur la méthode d'amortissement du compte de stabilisation tarifaire, le taux de rendement de l'actionnaire et les revenus des transactions financières. La hausse globale des tarifs doit faire l'objet d'une répartition par catégorie tarifaire. **La Régie rendra sa décision finale sur le revenu requis et sur les ajustements tarifaires lorsqu'elle recevra les informations demandées dans la présente décision.**

3.8.2 STRATÉGIE TARIFAIRE

Le document 1 de la pièce Gaz Métro-13 explique de manière détaillée la stratégie tarifaire permettant de répartir la hausse du revenu requis entre chacune des catégories de clients.

La Régie accepte la stratégie tarifaire proposée par le Groupe de travail.

3.9 CONCLUSION SUR LE RAPPORT DU GROUPE DE TRAVAIL

La Régie approuve pour l'année tarifaire 2008 l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans sa décision D-2007-47 sous réserve des modifications à apporter conformément à la présente décision.

La Régie demande au distributeur de réviser et de déposer, après consultation du Groupe de travail, l'ensemble des pièces au dossier nécessaires à l'établissement des tarifs de l'année tarifaire 2008 en tenant compte des modifications découlant de la présente décision.

Compte tenu que la date d'émission de la présente décision est postérieure au 1^{er} octobre 2007 et que les tarifs ont été déclarés provisoires par la décision D-2007-111, la Régie demande à Gaz Métro de proposer des modalités d'application de la présente décision.

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE

4.1 TAUX DE RENDEMENT

4.1.1 LES MODÈLES UTILISÉS

Les experts entendus ont utilisé des approches et des modèles différents pour estimer le taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro.

L'expert de l'ACIG, le D^r Booth, utilise le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF) traditionnel et un modèle à deux facteurs portant sur la prime de risque de marché et la prime de risque des obligations de long terme du Canada²². L'expert de Gaz Métro, le D^r Chrétien, applique le modèle Fama French à des portefeuilles de titres de sociétés présentant des caractéristiques similaires à celles d'un distributeur repère. Il utilise également le modèle MÉAF ajusté²³.

Le MÉAF est représenté par l'équation suivante :

²² Pièce C-8.10-ACIG, Evidence of Laurence D. Booth, July 2007, pages 54 et 55.

²³ Pièce B-4-Gaz Métro-7, document 8, page 44.

$$K = R_f + \beta \cdot (R_m - R_f)$$

Cette équation représente le taux de rendement (K) qu'un investisseur s'attend à recevoir d'un placement effectué sur un titre comportant un certain risque. Le rendement attendu pour ce titre correspond au rendement qui pourrait être obtenu par un investissement sans risque (R_f) auquel est ajoutée une prime de risque. Cette prime, propre au titre évalué, est proportionnelle au risque du marché ($R_m - R_f$) qui est estimé à partir du rendement (R_m) généré par un portefeuille de titres diversifié. La relation entre le risque du marché et le risque associé au titre est exprimée par le facteur bêta (β).

Le modèle Fama French utilisé par le D^r Chrétien a été développé depuis 1993 et serait de plus en plus utilisé en finance. Sa présentation dans les milieux réglementaires aux fins de fixer le rendement d'une société d'utilité publique est cependant, selon la preuve, une première au Canada et l'a été une seule fois aux États-Unis²⁴.

Bien que les deux modèles diffèrent, ils visent tous deux à estimer le rendement qu'un investisseur s'attend à recevoir d'un placement effectué dans des titres comportant un certain risque. La principale différence entre les deux approches réside dans la méthode utilisée pour exprimer ce risque. Dans le modèle Fama French, le risque associé à un titre est fonction de trois variables explicatives, soit les primes de risque de marché, de valeur et de taille et non pas fonction d'une seule, soit la prime de risque de marché comme dans le MÉAF. Par ailleurs, le modèle proposé par le D^r Chrétien repose sur une évaluation du taux sans risque (R_f) différente de celle habituellement utilisée avec le MÉAF. L'équation proposée par le D^r Chrétien est la suivante :

$$K = R_f^{\text{mod}} + \beta_{(\text{marché})} * \lambda_{(\text{marché})} + \beta_{(\text{taille})} * \lambda_{(\text{taille})} + \beta_{(\text{valeur})} * \lambda_{(\text{valeur})}$$

Le D^r Chrétien souligne que le modèle Fama French reproduit mieux les rendements observés sur les marchés que le modèle MÉAF. Il soutient que cela se vérifie notamment pour les titres présentant un risque inférieur à la moyenne et les titres dits de valeur et ce, quel que soit le marché considéré, c'est-à-dire tant en Amérique du Nord que sur les autres marchés internationaux. Le D^r Booth soutient pour sa part que ce modèle est très controversé en finance. Il produit à l'appui de cette opinion divers articles parus dans la littérature spécialisée²⁵.

La Régie ne retient pas le modèle Fama French comme méthode d'établissement du

²⁴ Pièce B-11-Gaz Métro-7, document 8.4, page 1.

²⁵ Pièces C-8.30, C-8.31 et C-8.32-ACIG, Réponses à l'engagement numéro 2.

taux de rendement dans la présente décision. L'application de ce modèle aux sociétés réglementées n'a pas fait l'objet de suffisamment d'examen à ce jour pour être utilisée comme base aux fins de fixer le taux de rendement d'un distributeur. Selon la preuve, une telle application en réglementation n'a fait l'objet que de très peu d'articles dans la littérature spécialisée.

Néanmoins, la preuve soumise par le D^f Chrétien montre que le modèle produit des résultats probants et robustes sur le plan statistique en ce qui a trait à la capacité d'expliquer les rendements observés dans le passé sur le marché par des portefeuilles d'entreprises principalement dans le domaine de la distribution de gaz. Le D^f Booth souligne à cet égard que la performance du modèle sur le plan statistique n'est pas le facteur premier à considérer, mais que l'on devrait plutôt examiner la cohérence du modèle avec les principes fondamentaux en finance, notamment en matière d'analyse des facteurs de risque pouvant influencer sur le rendement des titres. La Régie considère qu'une analyse plus approfondie de ces enjeux s'avère nécessaire avant de reconnaître et d'appliquer le modèle Fama French aux fins de la détermination d'un taux de rendement raisonnable.

De plus, sur la base de la preuve, la Régie note, entre autres, la difficulté inhérente à l'élaboration de séries de données sur une période suffisamment longue et la présence dans les portefeuilles de référence de sociétés dont les activités débordent parfois de façon importante les activités de distribution ou les activités réglementées proprement dites. La Régie s'interroge également sur la présence de fiducies de revenu dans les portefeuilles retenus et de l'impact pouvant en découler sur l'estimation du facteur de risque associé au facteur valeur. Enfin, la Régie s'interroge sur le phénomène possible de circularité pouvant découler de l'utilisation de portefeuilles de sociétés réglementées pour estimer les paramètres de taille et de valeur. Bien que plusieurs de ces difficultés puissent également être présentes dans l'application du modèle MÉAF, elles apparaissent possiblement plus aiguës dans le cas du modèle Fama French en raison de la nature des facteurs explicatifs considérés.

En ce qui a trait au modèle MÉAF ajusté utilisé en complément par le D^f Chrétien et au modèle multi facteur utilisé par le D^f Booth, la Régie prend en considération les résultats présentés, mais sur un plan informatif seulement aux fins de valider son appréciation du taux de rendement.

Pour ces motifs, la Régie retient principalement aux fins de sa décision le modèle MÉAF. Il s'agit de l'approche retenue par la Régie dans ses décisions passées et de l'approche la plus courante au Canada. Ce modèle est reconnu ou utilisé tant dans les milieux de la finance que par la majorité des experts témoignant devant les organismes de

réglementation. L'utilisation de ce modèle comporte cependant des difficultés non négligeables que la Régie aborde plus en détail dans les sections suivantes.

4.1.2 LA PRIME DE RISQUE DU MARCHÉ

Le modèle MÉAF requiert l'établissement de la prime de risque du marché en fonction de laquelle est fixée la prime d'une société repère ou d'un distributeur.

Le D^r Chrétien présente une prime de risque du marché de 6,43 % laquelle est fondée sur les rendements moyens obtenus à l'aide de la moyenne arithmétique à partir de 1951 pour le marché canadien et de 1927 pour le marché américain²⁶. Il utilise pour ce faire la pondération retenue par la Régie dans la décision D-99-150²⁷, soit un poids de 60 % pour les données canadiennes et 40 % pour les données américaines. Il justifie également la prise en compte des données américaines par l'intégration de plus en plus poussée des deux économies²⁸.

Le D^r Booth soutient que l'intégration des deux économies devrait conduire à une baisse des primes de risque plutôt qu'à une augmentation de ces dernières. Il réfère à diverses données canadiennes et américaines dans son témoignage, mais privilégie l'utilisation de données canadiennes. Il mentionne également la nécessité de regarder tant les données sur une plus courte période que les données portant sur les longues périodes. Le D^r Booth présente des estimations pour les périodes débutant en 1926 et en 1957 en utilisant les moyennes arithmétique et géométrique et la méthode des moindres carrés ordinaires. Il recommande une prime de risque de marché de 5,0 %.

Sur la base de la preuve au dossier, la Régie choisit de baser son estimation de la prime de risque de marché en utilisant les données canadiennes et américaines selon la même pondération qu'en 1999. Elle considère que l'ouverture des marchés offre aux investisseurs diverses options d'investissement qu'il est nécessaire de refléter dans l'établissement d'un taux de rendement raisonnable.

La Régie maintient également l'établissement de la prime de risque de marché sur la base de la moyenne arithmétique des rendements observés sur les marchés. Le choix des périodes de référence pour établir la prime de risque soulève cependant certains enjeux. En effet, la moyenne calculée peut différer sensiblement selon l'année de départ et la série de données

²⁶ Pièce B-11-Gaz Métro-7, document 8.1, page 2.

²⁷ Décision D-99-150, dossier R-3428-99, page 10.

²⁸ Pièce B-11-Gaz Métro-7, documents 8.27 et 8.30.

retenues.

Notamment, depuis 1999, les statistiques montrent une baisse notable des rendements moyens et ce, avec un effet plus marqué sur les moyennes des périodes plus courtes. La chute de la valeur des titres en 2001 et 2002 explique en partie ce phénomène.

Dans ce contexte, la Régie choisit d'accorder une prépondérance plus importante qu'auparavant aux moyennes de longues périodes.

Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit la prime de risque du marché dans une fourchette variant de 5,40 % à 5,90 %.

4.1.3 LE RISQUE D'UN DISTRIBUTEUR REPÈRE

Le D^f Booth et le D^f Chrétien présentent ensuite une estimation du risque d'un distributeur repère, soit une société d'utilité publique présentant un niveau de risque faible. Le risque d'un distributeur repère est mesuré par le facteur bêta. Celui-ci représente le différentiel de risque entre la société repère et le marché en général.

L'établissement du facteur bêta constitue l'une des difficultés les plus importantes dans l'application du modèle MÉAF. Ces difficultés ont trait tant à l'établissement de portefeuilles de référence représentatifs du risque des sociétés réglementées qu'à l'obtention de séries données valables pour procéder à une estimation robuste.

Le D^f Booth souligne les problèmes reliés à l'impact des données de quelques firmes de grande taille dans les échantillons, tel le poids important de Nortel dans l'indice TSX il y a quelques années. Il affirme que le biais qui en résulte est important lors de l'estimation des bêtas de l'ensemble des sociétés réglementées lorsque les bêtas de ces grandes sociétés s'écartent de façon significative de la norme. Il présente divers estimés basés sur les données récentes, mais souligne qu'il est nécessaire de faire preuve de jugement et propose d'établir le bêta d'une firme repère sur la base de la moyenne historique qu'il évalue entre 0,45 et 0,55.

Le D^f Chrétien présente un bêta de 0,53 calculé à partir des divers portefeuilles de référence utilisés dans le cadre de l'application du modèle Fama French.

Il présente également un bêta ajusté de 0,58²⁹ dans le cadre de l'application du modèle MÉAF ajusté. Le bêta ajusté vise à tenir compte des recherches empiriques montrant la tendance des bêtas à converger vers un (1). Le D^f Booth soutient plutôt que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne des bêtas de leur groupe et non vers un (1).

Après examen, la Régie maintient la position exprimée dans la décision D-2003-93 à l'effet que les bêtas des sociétés réglementées convergent vers la moyenne qui leur est propre et non vers celle du marché qui, par définition, est égale à un (1)³⁰.

Bien que déterminante dans l'application du MÉAF, il demeure difficile de déduire la valeur du bêta de façon objective à partir des données observées sur les marchés pour les sociétés retenues dans les échantillons. **Sur la base de la preuve au dossier, la Régie établit le bêta d'une société repère dans une fourchette de 0,50 à 0,55.**

4.1.4 LE TAUX SANS RISQUE

Le modèle MÉAF requiert l'établissement d'un taux sans risque auquel s'ajoute la prime de risque de l'entreprise. Selon la pratique usuelle, le taux sans risque utilisé est celui des obligations de long terme de trente (30) ans du gouvernement du Canada établi à partir de la publication spécialisée de Consensus Economics Inc.

Le D^f Chrétien propose une amélioration à l'approche utilisée en 1999, appelée le taux sans risque modifié. Il soutient que l'utilisation du taux de l'année témoin projetée comme base pour établir le rendement de référence est arbitraire, en ce sens que le taux de l'année en question n'est pas représentatif de la moyenne de ces taux en longue période. Comme la prime de risque est établie sur des moyennes de longue période, il recommande d'utiliser la moyenne de longue période des obligations du gouvernement du Canada d'un terme de plus de dix (10) ans pour établir le rendement de référence et ensuite d'ajuster la prime de risque en résultant pour l'année 2008 selon le facteur d'élasticité de 75-25 tel qu'établi dans la décision de 1999. En retenant le taux de 6,41 % proposé par le D^f Chrétien et le taux sans risque au dossier de 4,78 %, l'ajustement de la prime de risque de Gaz Métro qui en découle pour 2008 se situerait à environ 41 points de base.

Le D^f Booth soutient qu'il n'est pas approprié de corriger la prime de risque de 1999 selon l'approche du taux sans risque modifié, car le taux de rendement juste et raisonnable octroyé

²⁹ Pièce B-4-Gaz Métro-7, document 8, page 53.

³⁰ Dossier R-3492-2002, phase 1, décision D-2003-93, page 73.

par la Régie en 1999 était le résultat d'une appréciation tenant compte de l'ensemble des informations disponibles à l'époque. Il ne connaît aucun autre organisme de réglementation qui aurait utilisé le concept de taux sans risque modifié. Il recommande enfin à la Régie de continuer à utiliser le taux sans risque non modifié aux fins de l'établissement d'un rendement raisonnable, mais de tenir compte, dans son appréciation de la prime de risque, de l'ensemble des facteurs pertinents sur la base de la preuve devant elle, dont, entre autres, la relation entre la prime de risque et le taux des obligations de long terme.

La Régie juge que les positions exprimées par les deux experts ne sont pas inconciliables. Selon la Régie, l'application du modèle MÉAF présente une difficulté additionnelle lorsque l'évaluation du rendement intervient dans une période où les taux courants des obligations gouvernementales s'écartent de façon significative du taux moyen de longue période. La prime de risque étant calculée sur de longues périodes et représentant la différence entre la moyenne arithmétique des rendements du marché et de ceux des obligations gouvernementales, cette prime est donc fondamentalement représentative des conditions qui prévalaient sur cette même période. Un ajustement s'impose donc dans l'appréciation par la Régie lorsque les conditions du marché obligataire s'éloignent de cette moyenne.

En somme, le D^r Chrétien propose une modification explicite du taux sans risque en pareil cas alors que le D^r Booth s'en remet plutôt au jugement des experts et du régulateur. Selon la Régie, l'approche du taux sans risque modifié constitue une voie intéressante pour faciliter l'application du MÉAF.

La Régie considère qu'il s'agit d'un premier débat sur cette question qui mérite plus ample examen. Toutefois, ce débat ne saurait changer substantiellement le taux de rendement raisonnable auquel a droit l'actionnaire. À défaut d'être traitée de façon explicite comme le propose le D^r Chrétien, cette problématique doit être prise en compte dans l'appréciation des faits, comme le souligne le D^r Booth. **Dans le présent dossier, la Régie apporte un ajustement à la hausse de 40 points de base des résultats produits par le MÉAF.**

4.1.5 LES AUTRES COÛTS D'ACCÈS AUX MARCHÉS

Les frais d'émission et autres coûts d'accès aux marchés n'ont pas fait l'objet d'un examen détaillé dans le présent dossier. Ils se situent à 0,30 % pour l'entreprise dans la preuve du D^r Chrétien alors que le D^r Booth les estime à 0,50 %. **La Régie maintient inchangés à 30 points de base les frais d'émission et autres coûts d'accès aux marchés de Gaz Métro, tels qu'établis dans la décision D-99-11.**

4.1.6 LE RISQUE DE GAZ MÉTRO

Il a été abondamment question en preuve du risque de Gaz Métro, par rapport à celui d'un distributeur repère, et de son évolution depuis 1999.

Le D^f Carpenter est d'avis que ce risque a évolué à la hausse depuis 1999 en raison notamment de la hausse marquée du niveau des prix du gaz naturel et de la volatilité plus grande de ces prix. Il mentionne également que le niveau de risque de l'entreprise est augmenté par la réglementation incitative mise en place à partir de 2001. Il conclut que le risque de Gaz Métro est supérieur au risque d'une société repère et qu'un ajustement à la hausse de 50 points de base est justifié.

Le D^f Booth mentionne que Gaz Métro est plus risquée que ses pairs, en termes de risque d'affaires, en raison de la composition de sa clientèle. Il souligne cependant que la présence d'un ratio de capitalisation plus élevé et une couverture plus étendue des risques par la présence de nombreux comptes de frais reportés vient contrebalancer le risque d'affaires, de sorte que le risque global de l'entreprise se situe dans la moyenne.

Un autre témoin de l'ACIG souligne que le risque relié à la composition de la clientèle s'est amenuisé depuis 1999. Il mentionne de plus que le mécanisme incitatif ne constitue aucunement une augmentation du risque pour l'entreprise, mais lui offre plutôt une opportunité d'atteindre un rendement supérieur, dans la mesure où sa performance le justifie, tout en prévoyant diverses mesures de protection qui le rendent comparable à un régime basé sur les coûts.

Sur la base de la preuve au dossier, la Régie évalue que le risque global de l'entreprise s'est accru depuis 1999. La Régie base cette conclusion sur le niveau moyen beaucoup plus élevé du prix de la fourniture et l'impact de cette hausse notamment en regard de la position concurrentielle face au mazout et à l'électricité³¹. La Régie considère préoccupantes la perte de volumes industriels et la stagnation relative des ventes totales depuis 1999. La Régie note aussi la plus grande volatilité des prix de la fourniture. Cependant, cette dernière est en partie compensée par l'utilisation de produits dérivés dans le cadre d'une approche dont les grands paramètres ont été préalablement autorisés par le régulateur.

La Régie ne juge pas que le risque de l'entreprise se soit accru de façon significative en raison de l'instauration du mécanisme incitatif. Ce dernier a été ajusté à deux reprises depuis 2001. Bien qu'il soit prématuré de juger de l'impact des modifications apportées en 2007 au

³¹ Pièce B-16-Gaz Métro-2, document 2, page 3.

régime, l'opportunité de tenir compte à chaque année du revenu requis de l'entreprise aux fins de la fixation des tarifs est maintenue, ce qui l'apparente à cet égard aux régimes traditionnels basés sur les coûts.

La Régie évalue le risque global de l'entreprise supérieur à la moyenne mais tient compte dans son appréciation de la couverture plus étendue de ces mêmes risques par des comptes de frais reportés et un ratio de capitalisation légèrement supérieur à la moyenne.

La Régie juge que le risque de l'entreprise s'est accru depuis 1999 et qu'il est supérieur à celui d'une société repère. Sur la base de la preuve au dossier, la Régie évalue que le risque plus élevé justifie un ajustement à la hausse par rapport à la prime de risque d'un distributeur repère de l'ordre de 25 à 35 points de base.

4.1.7 LE RÉSULTAT DU MÉAF

Tenant compte de l'ensemble des conclusions précédentes sur l'application du modèle MÉAF, le rendement en découlant pour le distributeur se situerait dans une fourchette variant de 8,43 % à 9,08 %.

4.1.8 LA FORMULE D'AJUSTEMENT AUTOMATIQUE DE LA PRIME DE RISQUE

Selon la preuve, la simple mise à jour, sans autre ajustement, de la prime de risque de l'entreprise par l'application de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement en vigueur depuis 1999 produirait un taux de rendement sur l'avoir de l'actionnaire de 8,91 %.

4.1.9 LES AUTRES MODÈLES

Comme mentionné précédemment, la Régie prend en compte les résultats du modèle MÉAF ajusté utilisé en complément par le D^r Chrétien et du modèle multi facteurs utilisé par le D^r Booth, sur un plan informatif aux fins de valider son appréciation du taux de rendement.

4.1.10 LA COMPARAISON AVEC LES DISTRIBUTEURS AMÉRICAINS

Il a été longuement question au cours de l'audience de la comparaison entre les rendements

octroyés aux entreprises réglementées canadiennes et ceux octroyés à leurs vis-à-vis américaines. Tant les dirigeants de Gaz Métro que ceux de l'ACIG sont venus exposer devant la Régie les enjeux qui s'y rapportent pour l'industrie en général.

La Régie se prononce dans le présent dossier sur le taux de rendement raisonnable applicable à l'actionnaire du distributeur Gaz Métro. Elle ne se prononce pas sur le débat ayant cours dans l'industrie. Elle indique cependant les facteurs qui l'ont influencé dans son appréciation.

La Régie juge que, bien qu'il soit manifeste que les taux de rendement octroyés aux États-Unis soient supérieurs en moyenne à ceux octroyés au Canada, la preuve ne permet pas de conclure qu'il y ait un préjudice quelconque ou un traitement non équitable pour le distributeur. La requérante n'a en effet pas fait la démonstration que les opportunités qui s'offrent sur le marché américain sont comparables, notamment en termes de risque. La preuve du D^r Chrétien montre, d'une part, que les primes de risque associées aux portefeuilles de sociétés américaines ont été par le passé plus élevées que celles des portefeuilles des sociétés canadiennes³². D'autre part, la preuve du D^r Carpenter n'établit pas de façon probante que les risques propres à l'entreprise se comparent à ceux supportés par les entreprises américaines utilisées en comparaison. Enfin, la preuve ne permet pas de comparer, dans leur ensemble, les différences pouvant exister dans les contextes institutionnel, économique et financier des deux pays et leur impact sur les opportunités qui en découlent pour les investisseurs.

Par ailleurs, il a été fait mention des résultats de l'étude de Concentric Energy Advisors commandée par la Commission de l'énergie de l'Ontario en 2006. Il y est fait référence, entre autres, au fait que les rendements octroyés en Ontario et aux États-Unis se sont inversés à partir de 1997, soit depuis l'instauration des formules d'ajustement automatique du taux de rendement basées sur la variation des taux des obligations de long terme. Les constats présentés mériteront d'être plus amplement débattus dans le futur et ce, par les tenants de chaque thèse.

4.1.11 CONCLUSION

La Régie doit, par sa loi constitutive, déterminer le rendement raisonnable sur la base de tarification du distributeur.

³² Pièce B-4-Gaz Métro-7, document 8, page 40.

La présente audience a porté sur l'examen d'une nouvelle approche visant à établir le rendement sur l'avoir de l'actionnaire, soit l'approche Fama-French, incorporant des facteurs explicatifs additionnels pour tenir compte, dans l'appréciation de la prime de risque, des effets de taille et de valeur. La nouvelle approche n'est pas retenue aux fins de la présente décision, en raison du manque de travaux ou de recherches à l'appui de son utilisation aux fins de fixer le taux de rendement d'une entreprise réglementée et ce, tant dans les milieux académiques que réglementaires. La Régie retient plutôt, comme base de référence, les résultats produits par le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF).

La présente audience a cependant permis de révéler certains enjeux relativement à l'application objective du modèle MÉAF aux fins de la détermination d'un taux de rendement raisonnable dans le contexte actuel. La Régie indique dans son opinion la teneur de ces enjeux sur lesquels une preuve plus élaborée serait utile pour le futur. Elle présente enfin la teneur de ses conclusions sur l'application du MÉAF.

Enfin, la Régie tient compte des résultats des autres modèles de type prime de risque sur un plan informatif.

Compte tenu des résultats du MÉAF, du résultat qu'aurait produit la formule d'ajustement automatique en vigueur depuis 1999 et des conclusions de la Régie quant au risque plus élevé du distributeur depuis 1999, la Régie juge raisonnable de situer le rendement octroyé à l'entreprise dans la partie supérieure de la fourchette des résultats produits par le MÉAF.

Sur la base de la preuve au dossier et pour l'ensemble des motifs exprimés, la Régie fixe à 9,05 % le rendement sur l'avoir de l'actionnaire de Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2007 sur la base d'un taux sans risque de 4,78 %, ce qui correspond à une prime de risque implicite de 4,27 %.

De plus, sur la base d'un ratio d'équité de 38,5 % et du coût de la dette présenté au dossier, la Régie établit à 7,68 % le coût en capital moyen sur la base de tarification et à 6,69 % le coût en capital prospectif.

Enfin, la Régie reconduit, pour application à partir de l'exercice 2009, la formule d'ajustement automatique du taux de rendement selon les modalités établies dans la décision D-99-11.

4.2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2008-2010

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*³³ (le Règlement sur le plan), Gaz Métro dépose son plan d'approvisionnement gazier. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz naturel ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande.

4.2.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2008 à 2010 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 4
Livraisons globales de gaz naturel 2008 – 2010
(avant interruptions)
(en millions de m³)

	2008	2009	2010
Service continu	5 191,2	5 184,6	5 182,9
Service interruptible	704,1	695,8	687,8
Total	5 895,3	5 880,4	5 870,7

Source : Pièce B-15-Gaz Métro-4, document 1, page 20.

4.2.2 CONTEXTE ET STRATÉGIES D'APPROVISIONNEMENT

Selon le distributeur, l'objectif premier du plan est de procurer aux clients un approvisionnement sécuritaire, tout en s'assurant que le coût d'utilisation du gaz naturel soit le plus bas possible et concurrentiel avec celui des énergies alternatives. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande continue des clients en journée de pointe, la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients en service interruptible. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'activité économique.

³³ (2001) 133 G.O. II, 6037.

Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils. Sa stratégie favorise le recours à un portefeuille échelonné dans le temps et diversifié géographiquement.

Fourniture de gaz naturel

La stratégie d'acquisition du distributeur varie en fonction du point d'acquisition. Gaz Métro sélectionne les fournisseurs en Alberta au point d'acquisition AECO en procédant par appel d'offres et limite à des périodes de 12 et 24 mois ses contrats d'achat.

Le distributeur privilégie également des contrats à court terme à Dawn en Ontario afin d'optimiser l'appariement des achats avec la demande et de moduler le tout en fonction de la variation de cette demande, tant sur une base mensuelle, annuelle que pluriannuelle.

De façon générale, Gaz Métro planifie contracter entre 65 % et 75 % de ses besoins avant le début de l'année gazière et satisfaire au moins 25 % de ses besoins par des achats sur le marché « *spot* » afin d'être en mesure de réagir aux variations de la demande ainsi qu'aux aléas de la température.

Transport

Gaz Métro poursuit son objectif de réduire ses coûts de transport en diminuant la capacité longue distance entre l'Alberta et sa franchise et en y jumelant des achats à Dawn. Les achats à Dawn sont transportés à l'aide d'un contrat de courte distance dont les coûts sont moindres. Tout comme pour la fourniture, le distributeur surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à AECO, advenant le cas où cette valeur annulerait les économies reliées à l'option d'acheter à Dawn.

Équilibrage

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de Gaz Métro est constitué de trois sites d'entreposage souterrain³⁴, d'un contrat d'échange de gaz naturel hiver/été et de l'usine de gaz naturel liquéfié dont elle est propriétaire.

³⁴ Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien (Intragaz).

4.2.3 PLANIFICATION ANNUELLE 2008

Pour l'année 2008, le distributeur anticipe pour les clients en service continu une demande de pointe correspondant à une température de 44 degrés-jours (DJ) de $30\,428\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Afin de répondre à cette demande de pointe, le distributeur a contracté des outils pouvant desservir une consommation de $34\,983\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. L'écart entre la demande anticipée et les outils à la disposition du distributeur correspond à la provision de pointe. Cette provision s'élève donc à environ 15,0 %. Toutefois, le distributeur compte revendre $3\,193\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport de type FTLH³⁵ (Empress-EDA) et de type FTSH³⁶ (Dawn/EDA) de sorte qu'il disposera pour répondre à la demande de pointe de $31\,789\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La provision de pointe représente alors 4,3 % de la demande totale en pointe, niveau que le distributeur juge suffisant et comparable aux niveaux établis les années antérieures.

La Régie prend acte de la provision de pointe 2008, laquelle correspond approximativement à la valeur médiane de la plage qu'elle a acceptée.

Par ailleurs, une capacité d'entreposage à Dawn de $77,7\,10^6\text{m}^3$ venait à échéance le 31 mars dernier et n'a pas été renouvelée. Gaz Métro a préféré signer une entente de 5 ans pour l'achat de $528\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de gaz à Dawn de décembre à mars. La Régie est satisfaite de l'analyse de rentabilité présentée par le distributeur sous pli confidentiel.

4.2.3.1 Revenus d'optimisation

Les revenus d'optimisation découlent des transactions opérationnelles et des transactions financières touchant les outils d'approvisionnement. Le distributeur distingue, parmi les transactions opérationnelles, les reventes de transport a priori qui sont normalement effectuées avant que l'année ne débute et les reventes de transport (FTLH) réalisées en cours d'année.

4.2.3.1.1 Transactions opérationnelles

Revente a priori de transport FTLH

Le distributeur a déjà procédé à la revente annuelle de $713\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ et à la revente saisonnière de $607\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport FTLH à un prix moyen de $3,813\text{ ¢}/\text{m}^3$,

³⁵ Contrats auprès de TransCanada PipeLines Limited « *Firm Transmission Long Haul* ».

³⁶ Contrats auprès de divers transporteurs « *Firm Transportation Short Haul* ».

équivalant à environ 97,7 % du tarif de TCPL à 100 % de coefficient d'utilisation (CU). Les revenus de ces reventes sont intégrés à la demande tarifaire.

Revente a priori de transport FTSH

Le distributeur prévoit revendre 1 874 10³m³/jour de transport FTSH au cours de la période d'hiver. Le prix de revente prévu au dossier tarifaire est de 1,084 ¢/ m³, ce qui équivaut au tarif annuel moyen de TCPL à 100 % de CU.

Dans sa décision D-2006-140, la Régie demandait au distributeur de présenter « *une section traitant de façon approfondie du marché de revente du transport FTSH et de la valeur de revente raisonnable pour ce type de transport.* »³⁷ Gaz Métro présente en preuve une étude réalisée par Ziff Energy Group ainsi qu'un témoignage d'expert. Cette étude explique que la prime de lieu dont pouvaient bénéficier les capacités de transport FTSH au cours des dernières années ne se maintiendra pas en raison, d'une part, des importantes additions de capacité entre Dawn et Waddington et, d'autre part, des sources d'approvisionnement alternatives qui vont s'offrir à compter de 2008 au marché new-yorkais. Le prix de revente du transport FTSH devrait être, selon l'étude, au maximum égal au tarif unitaire annuel de TCPL entre Dawn et Montréal à 100 % de CU.

La Régie est satisfaite de l'étude présentée sur la valeur de revente du transport FTSH.

Revente en cours d'année du transport excédentaire FTLH

Pour l'été 2008, Gaz Métro prévoit une demande totale de gaz naturel pour la franchise de 2 613 10⁶m³. De l'approvisionnement contracté pour répondre à cette demande, il reste une capacité de transport FTLH de 73 10⁶m³ non utilisée. Le distributeur projette revendre ce surplus de transport à un prix de 2,160 ¢/m³ (0,57 \$/GJ).

La Régie, dans la décision D-2006-140, demandait à Gaz Métro de proposer « *une formule visant à établir de façon paramétrique et en lien avec les prix de marché, la valeur pouvant servir de base à l'établissement des prix de revente des capacités excédentaires FTLH. Cette valeur pourra être ajustée, si besoin est, pour refléter les conditions de marché du moment.* »³⁸.

³⁷ Décision D-2006-140, page 26.

³⁸ Décision D-2006-140, page 24.

Gaz Métro soumet une formule où le prix retenu serait basé sur le minimum des quatre éléments suivants :

- la valeur des « futures » pour le transport FTLH, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- la valeur historique du transport FTLH sur le marché, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- l'historique des prix de revente de transport FTLH par Gaz Métro, cette valeur étant égale au minimum des trois dernières années pour lesquelles des données sont disponibles;
- le tarif de TCPL.

Cette formule produit un prix de revente de 2,160 ¢/m³ (0,57 \$/GJ).

La Régie note que le niveau de 2,160 ¢/m³ correspond à environ 57 % de la valeur moyenne du marché au cours des trois dernières années. Ce montant est en hausse de 0,644 ¢/m³ par rapport à celui retenu l'an dernier.

La Régie considère que le montant proposé est acceptable et qu'il respecte les termes du mécanisme incitatif. La Régie juge cependant qu'il serait prématuré d'adopter la formule telle que proposée. En effet, elle verra, avec l'expérience, si les paramètres proposés atteignent convenablement l'objectif d'établir de façon paramétrique un niveau de revenu vraisemblable.

4.2.3.1.2 Transactions financières

Gaz Métro propose des revenus de 2,3 M\$ pour les transactions financières, soit 1,5 M\$ découlant des prêts d'espace et 0,8 M\$ découlant des échanges. Aucun revenu d'extraction n'est anticipé pour 2008. Gaz Métro justifie cette prévision en invoquant qu'un dossier sur les revenus d'extraction est présentement à l'étude auprès d'Alberta Energy and Utilities Board et qu'il existe donc des incertitudes quant à la présence de tels revenus pour l'année 2008³⁹.

Le mécanisme incitatif prévoit que le revenu qu'il est vraisemblable d'obtenir des transactions financières sera projeté. De plus, une autre disposition prévoit que, si les

³⁹ Pièce B-15-Gaz Métro-3, document 1, page 22, lignes 28-29.

revenus réels étaient inférieurs aux revenus projetés, Gaz Métro pourrait récupérer l'écart auprès des clients lors d'un dossier tarifaire subséquent⁴⁰.

La Régie note que les revenus découlant des seules transactions de prêts d'espace et d'échange au cours des trois dernières années se sont élevés en moyenne à un peu plus de 4,9 M\$. La Régie constate également que la somme du revenu minimum des transactions de prêts d'espace au cours des trois dernières années (1,7 M\$) et du revenu minimum des transactions d'échange au cours des trois dernières années (0,7 M\$) est supérieure à la prévision proposée par Gaz Métro.

La Régie considère qu'une prévision de 2,3 M\$ pour les prêts d'espace et d'échange s'apparente davantage à une prévision de revenus minimale qu'à une prévision vraisemblable. **Compte tenu que le distributeur est protégé en cas de non-réalisation du revenu projeté, la Régie retient un niveau de revenu projeté de 3,0 M\$ pour l'année 2008. Ce niveau correspond à environ 60 % des revenus de prêts d'espace et d'échange réalisés en moyenne au cours des trois dernières années. La base d'évaluation pourra être ajustée ou raffinée dans le futur. En conséquence, la Régie demande au distributeur d'ajuster les revenus requis d'équilibrage pour tenir compte de cette modification.**

4.2.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2010

La Régie note que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle. Cependant, la Régie considère qu'un certain nombre d'améliorations peuvent être apportées lors de la présentation du prochain plan d'approvisionnement.

Stratégie d'approvisionnement- Ajustement au scénario favorable

La Régie, dans sa décision D-2006-140, indiquait « [...] *qu'un plan d'approvisionnement doit également comporter un scénario alternatif présentant des ventes moins importantes et montrer, pour les deux dernières années du plan, les ajustements qu'il serait possible d'apporter pour rétablir l'équilibre entre la demande et les outils d'approvisionnement disponibles tout en optimisant les coûts.* »⁴¹.

⁴⁰ Dossier R-3599-2006, pièce B-23, document descriptif du mécanisme incitatif, page 22, lignes 14 à 28.

⁴¹ Décision D-2006-140, page 27.

Le distributeur a présenté, dans le présent dossier, en plus du scénario favorable, un scénario défavorable. Le distributeur utilise le scénario favorable pour évaluer l'intérêt de renouveler des capacités de transport en excédent. Selon cette stratégie, le distributeur est amené à revendre, à court terme, ses capacités de transport sur le marché secondaire afin d'être en mesure de répondre, à moyen terme, à des scénarios de demande plus élevée que le scénario de base, s'ils se réalisent.

La Régie considère que les scénarios favorable et défavorable sont des outils de planification importants en vue de permettre au distributeur de s'ajuster à divers scénarios de demande tout en optimisant ses coûts. La Régie demande au distributeur de raffiner la méthodologie sous-jacente à ces scénarios afin de refléter davantage les situations les plus susceptibles de se produire et de fournir un ordre de grandeur des probabilités de réalisation de chacun de ces scénarios.

La Régie considère à cet égard que la volatilité observée dans l'historique constitue une balise utile. Le distributeur pourra donc situer les scénarios favorable et défavorable qu'il présente par rapport à l'erreur observée dans l'historique 1992-2007 pour la projection des ventes continues sur un horizon de 1, 2 et 3 ans. Il devra présenter, le cas échéant, une analyse de rentabilité de ses stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH.

Provision additionnelle

Le distributeur propose de normaliser les ventes pour l'impact du vent. La Régie constate que cette normalisation a conduit le distributeur à diminuer sa prévision des besoins de la journée de pointe fixée à 44 DJ. De plus, la provision additionnelle proposée par Gaz Métro est du même ordre de grandeur que celle de l'année dernière, soit environ 4,3 % de la demande de la journée de pointe à 44 DJ. Le résultat net de ces modifications est d'abaisser la provision additionnelle absolue dont dispose le distributeur d'environ $350 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{jour}$ pour faire face à l'hiver extrême. Le distributeur a également indiqué ne pas avoir analysé quel a été l'impact du vent au cours de l'hiver froid extrême de l'historique qui sert de balise.

Par ailleurs, le distributeur a énoncé un certain nombre de mesures qu'il entend mettre en œuvre si jamais le scénario de l'hiver extrême se réalise afin de parer aux interruptions des clients en service continu : les achats proactifs en début d'hiver⁴², les achats de capacité⁴³, etc.

⁴² Notes sténographiques (NS), volume 1, page 201, lignes 21 à 25.

⁴³ NS, volume 1, pages 203-204.

La Régie demande au distributeur d’approfondir, lors du prochain plan d’approvisionnement, les éléments suivants :

- **l’impact du vent sur la demande de la journée de pointe et sur la prévision;**
- **l’impact du vent sur l’année extrême historique, sur la façon de prendre en compte cet impact dans l’évaluation et sur le calcul de la provision additionnelle;**
- **la contribution des moyens disponibles sur l’horizon du plan d’approvisionnement pour faire face aux interruptions anticipées des clients en service continu lorsque la provision additionnelle se situe à la position médiane de la plage, dont notamment :**
 - **utilisation des outils détenus par Gaz Métro;**
 - **utilisation des 10 jours supplémentaires d’interruption prévus au texte des Tarifs;**
 - **achats proactifs en début d’hiver;**
 - **achats de capacité (Dawn, PNGTS, etc.) :**
 - **autres.**

Impact des ports méthaniers

La Régie, dans la décision D-2006-140, demandait « *que, lors du dépôt du plan d’approvisionnement gazier 2008-2010, le distributeur traite des répercussions de l’implantation possible d’un ou de plusieurs ports méthaniers au Québec sur les stratégies optimales d’approvisionnement.* »⁴⁴.

Gaz Métro a traité des approvisionnements continus annuels à 100 % de CU. Elle démontre que le distributeur possède toute la flexibilité requise en termes de transport FTLH pour assurer, s’il y a lieu, une transition harmonieuse entre des approvisionnements continus de l’Ouest canadien et des approvisionnements provenant d’un port méthanier : les contrats FTLH sont renouvelables pour un an à chaque année.

La Régie demande à Gaz Métro de poursuivre l’examen des options disponibles en fonction de l’intérêt à court et à long terme des consommateurs. La revue des options disponibles englobera les impacts éventuels sur le niveau et la volatilité des prix, de même que l’impact sur la sécurité et la fiabilité des approvisionnements.

⁴⁴ Décision D-2006-140, page 27.

Comparaison des prévisions

Le Règlement sur le plan prévoit que le distributeur dépose à chaque plan d'approvisionnement « [...] *les prévisions des besoins de (ses) marchés [...], incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent* »⁴⁵.

La Régie demande au distributeur de déposer lors du prochain plan d'approvisionnement une comparaison de ses prévisions des ventes annuelles et de ses prévisions de la demande de la journée de pointe avec les données réelles observées et ce, pour les divers plans élaborés depuis l'adoption du Règlement sur le plan.

S.É./AQLPA demande à Gaz Métro d'énoncer une perspective générale des facteurs qui pourraient faire évoluer à la hausse ou à la baisse ses différents marchés⁴⁶. La Régie considère que le besoin d'une étude générale des divers facteurs susceptibles d'influer sur la croissance de la demande à long terme n'est pas suffisamment étayé en regard des décisions en matière d'approvisionnement auxquelles fait généralement face le distributeur et des exigences du Règlement. La demande de S.É./AQLPA est rejetée.

En conclusion, la Régie approuve le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2008.

4.3 MÉTHODE DE NORMALISATION DES REVENUS

Depuis 1979, Gaz Métro applique une méthode de normalisation des revenus dans le but de neutraliser les fluctuations de revenus de gaz naturel causées par les variations de température lors de la période de chauffage, soit d'octobre à mai.

Cette méthode a pour fonction de stabiliser les revenus du distributeur en les ramenant à ce qu'ils auraient été si la température de l'hiver avait été « normale »⁴⁷. Les revenus additionnels générés par une température plus froide que la normale ou le manque à gagner généré par un hiver plus chaud que cette dernière sont, dans le premier cas, versés à un compte de normalisation ou, dans le second cas, prélevés de ce compte. Cette méthode stabilise les revenus de Gaz Métro d'une année à l'autre.

⁴⁵ (2001) 133 G.O. II, 6037, article 1 (2^o, a).

⁴⁶ NS, volume 6, page 337, lignes 17-24.

⁴⁷ La « normale » est calculée à partir d'une moyenne mobile de 30 ans de la température quotidienne.

La méthode de normalisation actuelle est développée à partir d'un modèle de régression linéaire, où l'unique variable explicative, soit les degrés jours de chauffage, permet d'établir mensuellement une relation directe entre la température et les volumes de gaz naturel consommés par les clients de Gaz Métro pendant la période de chauffage⁴⁸.

À la suite d'une analyse de la demande de gaz naturel des clients des tarifs D_1 et D_M au cours des dernières années, notamment lors des hivers 2003-2004 et 2004-2005, Gaz Métro conclut qu'il existe d'autres aléas climatiques, outre la température, qui peuvent être considérés dans la méthode de normalisation des revenus. Gaz Métro propose à la Régie d'ajouter, à compter du présent dossier tarifaire, la vitesse du vent en tant que variable explicative du modèle de régression linéaire de la méthode de normalisation des revenus.

L'ajout de la vitesse du vent à la méthode de normalisation des revenus se traduit par l'ajout d'un nouveau facteur exogène, tel qu'anticipé lors du récent renouvellement du mécanisme incitatif.

Gaz Métro teste trois modèles qui intègrent l'effet de la vitesse du vent sur les consommations de gaz naturel. Étant limitée à utiliser des données mensuelles de consommation, Gaz Métro conclut que seul le modèle à deux variables combinées (degrés jours et vitesse du vent) présente des résultats statistiquement satisfaisants, et ce, malgré le fait qu'il ne puisse pas capter les effets croisés du vent et de la température sur la consommation de gaz naturel comme le faisaient les deux autres modèles mis à l'épreuve.

Gaz Métro ajoute que le fait d'utiliser des données mensuelles ne permet pas de capter avec justesse les nuances dans les variations quotidiennes et cause des distorsions dans les résultats générés pour les mois d'épaulement que sont octobre et mai, ce qui biaise la normalisation. Afin de remédier à ce problème, particulièrement pour le mois de mai qui présente la plus forte distorsion, Gaz Métro propose de ne pas considérer l'impact de la vitesse du vent dans le calcul de la normalisation du mois de mai, mais de maintenir l'effet de la température.

Pour confirmer la validité du modèle retenu en fonction des résultats de son analyse de la demande de gaz naturel des clients des tarifs D_1 et D_M au cours des dernières années, Gaz Métro compare les effets de la normalisation de ce nouveau modèle avec ceux du modèle actuel, mais sans inclure la vitesse du vent pour le mois de mai. La comparaison

⁴⁸ Chaque degré jour correspond à 1 °C en dessous de 13 °C pour la moyenne journalière. Ainsi, une journée présentant une moyenne journalière évaluée à 11 °C équivaut à deux degrés jours de chauffage. Toutes les journées présentant une moyenne supérieure ou égale à 13 °C équivalent donc à 0 degré jour.

démontre que l'application du modèle retenu aurait généré une réduction de $259,28 \cdot 10^6 \text{m}^3$ des volumes normalisés de 1999 à 2006⁴⁹.

De plus, Gaz Métro démontre, par l'introduction de la vitesse du vent au modèle, que la prévision de la demande des clients des tarifs D_1 et D_M a été surestimée au cours de six des huit années de 1999 à 2006⁵⁰.

L'impact tarifaire de la variation de volumes due à la normalisation du vent totalise 4,2 M\$.

La FCEI est d'avis que l'omission de variables clés dans le modèle, le choix d'un modèle qui ne capte pas les interactions entre la température et le vent et l'instabilité des paramètres soulèvent des doutes quant à la validité de la méthode proposée⁵¹. Elle suggère à la Régie de demander à Gaz Métro de continuer à utiliser la méthode actuelle afin d'éviter l'introduction d'un facteur exogène potentiellement erroné dans le mécanisme incitatif et d'attendre le développement d'une méthode plus fiable avant de modifier la méthode actuelle.

La Régie accepte la demande de Gaz Métro d'ajouter la vitesse du vent en tant que variable explicative dans la méthode de normalisation des revenus à compter du 1^{er} octobre 2007.

La Régie est d'avis que la preuve démontre que l'ajout de la vitesse du vent permet de mieux mesurer les ventes selon des conditions climatiques dites normales. De plus, le principe d'introduire la vitesse du vent en tant que facteur exogène a été accepté dans le cadre du mécanisme incitatif⁵².

Néanmoins, bien que la proposition permette une meilleure projection de la demande des clients aux tarifs D_1 et D_M , la Régie juge que la méthode de normalisation des revenus requiert des travaux additionnels afin d'améliorer la qualité des données nécessaires pour mesurer adéquatement les effets croisés entre les degrés jours et la vitesse du vent, ainsi que les variations de consommation. Elle considère que l'emploi de données quotidiennes, voire horaires, et la constitution d'un échantillon représentatif seront utiles à ces fins. La Régie demande donc à Gaz Métro de faire rapport à ce sujet, lors du prochain dossier tarifaire.

⁴⁹ Pièce B-15-Gaz Métro-12, document 2, page 34.

⁵⁰ Pièce B-15-Gaz Métro-12, document 2, page 35.

⁵¹ Pièce C-4.17-FCEI-Preuve additionnelle, pages 6-8.

⁵² Décision D-2007-47 (motifs), dossier R-3599-2006, page 5.

4.4 FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

4.4.1 SUIVI 2007

Pour 2007, le budget du FEÉ autorisé par la Régie dans la décision D-2006-140 était de 3,4 M\$ pour des économies de gaz de 3,4 Mm³. Ce budget a été porté à 4,3 M\$ par la décision D-2007-93, pour des économies révisées de 5,0 Mm³⁵³.

Au 31 juillet 2007, après dix mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à 3,2 M\$, soit 73 % du budget de 4,3 M\$ autorisé. En termes d'économie d'énergie, le FEÉ atteint 3,7 Mm³, ce qui représente également 73 % de l'objectif révisé de 5,0 Mm³ pour 2007. La Régie constate que deux programmes, le *PC410 Construction CII* et le *PC420 Rénovation CII*, génèrent plus de 62 % des économies de gaz réalisées par le FEÉ et totalisent 50 % des contributions accordées.

La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2007. Elle note cependant que le FEÉ ne présente pas, tel que demandé dans le cadre de la décision D-2006-140⁵⁴, les résultats obtenus selon la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants. Compte tenu que le FEÉ ne dispose pas encore d'un système comptable informatisé lui permettant d'attribuer automatiquement la catégorie tarifaire aux participants⁵⁵, **la Régie accepte la demande de déposer ces informations dans le rapport annuel de 2007.**

4.4.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2008

Le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de 4,2 Mm³ de gaz naturel pour 2008 et un objectif total de 14,3 Mm³ de gaz naturel à l'horizon 2010. Pour atteindre l'objectif 2008, le Plan d'action requiert des investissements de 5,2 M\$⁵⁶.

La Régie prend note de l'allocation du budget 2008 du FEÉ suivant le format utilisé pour la répartition tarifaire, tel que demandé dans la décision D-2006-140⁵⁷ et de l'objectif du Plan d'action 2008. **La Régie autorise le budget demandé aux fins de l'implantation du Plan d'action 2008 du FEÉ.**

⁵³ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 40; décision D-2007-93, dossier R-3643-2007, 27 juillet 2007, pages 4 et 6; pièce B-1-Gaz Métro-1, document 1, page 8.

⁵⁴ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, pages 39 et 40.

⁵⁵ Pièce B-16-Gaz-Métro-9, document 10, page 11.

⁵⁶ Pièce B-4-Gaz Métro-9, document 10, page 4.

⁵⁷ Décision D-2006-140, dossier R-3596-2006, page 40.

4.4.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

La Régie constate que, pour l'ensemble des programmes, le ratio en \$/m³ de gaz naturel économisé s'élève à 1,24 \$, en incluant les activités de gestion et de commercialisation ainsi que le programme Nouvelles technologies et projets de démonstration. Ce ratio représente une augmentation de 44 % pour chaque m³ de gaz économisé, par rapport aux résultats de 2007. Les programmes destinés à la clientèle résidentielle et sociocommunautaire affichent, quant à eux, un ratio de 1,60 \$/m³ pour l'année 2008. Pour le secteur CII, ce ratio est de 0,77 \$/m³.

La Régie note que le TP et le TCTR sont positifs pour tous les programmes du FEÉ et démontrent leur rentabilité. Globalement, pour l'ensemble des programmes, le TCTR s'élève à 14,8 M\$.

Le tableau de bord montre que le FEÉ n'associe aucun taux d'opportunité à ses programmes⁵⁸. Il mentionne avoir décidé, avec le Comité de gestion, de fixer les taux d'opportunité à zéro faute de mesures fiables. Le FEÉ prévoit évaluer certains programmes dès cette année et propose d'en mesurer les taux d'opportunité lors de ces évaluations⁵⁹. **La Régie demande au FEÉ de faire rapport, lors du dossier tarifaire 2009, sur les résultats des évaluations et sur les taux d'opportunité.**

La Régie demande au FEÉ de s'assurer que les modalités et le niveau de subvention de chacun de ses programmes sont toujours appropriés. Cette revue devra prioriser les programmes *PR310 Novoclimat unifamilial*, *PR320 Aide financière pour le programme Rénoclimat*, *PC410 Construction CII* et *PC420 Rénovation CII*, et devra être faite en tenant compte de la rentabilité du programme pour le participant, du TCTR du programme et d'un taux d'opportunité réaliste. Les critères applicables à la clientèle à faible revenu peuvent cependant différer.

La Régie demande également au FEÉ, pour le dossier tarifaire 2009, d'évaluer si les raisons qui avaient justifié la prise en charge de certains programmes par le FEÉ (*PC410 Construction CII*, *PC420 Rénovation CII*, *PR310 Novoclimat unifamilial* et *PR320-325 Aide financière (ante et post travaux)* pour le programme Rénoclimat) sont toujours valables. Elle demande au FEÉ d'examiner les impacts ainsi que les avantages et les inconvénients d'un retour de ces programmes au PGEÉ et de présenter ses recommandations.

⁵⁸ Pièce B-4-Gaz Métro-9, document 10, page 48.

⁵⁹ NS, volume 4, pages 229 et 230.

4.4.4 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

Le Plan d'action 2008 prévoit la mise en oeuvre de 16 programmes, soit six de moins que le Plan d'action 2007. Le changement dans le nombre de programmes provient du regroupement des programmes sociocommunautaires avec ceux destinés à la clientèle à faible revenu, de l'intégration de certains programmes à l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration*, et de l'abandon des programmes *PR380* et *PC450 Toit végétal*. Le FEÉ n'apporte pas de modifications majeures aux programmes. Les regroupements et les ajustements mineurs proposés découlent des résultats des évaluations. **La Régie approuve les modifications proposées aux programmes du FEÉ.**

Le GRAME dit être d'accord avec l'abandon des programmes de végétalisation des toitures (*PR380* et *PC450*) mais demande à la Régie d'autoriser le FEÉ à participer, comme partenaire financier, à des initiatives qui proviendraient d'Hydro-Québec ou de villes centres pour supporter cette technologie. **La Régie ne retient pas cette proposition, faute de motifs suffisants. Il incombe au FEÉ de juger de l'opportunité d'inclure ou non ce type d'activité dans son plan d'action. Le FEÉ n'a pas retenu cette avenue et le GRAME n'a pas convaincu la Régie qu'il y avait lieu de modifier cette orientation.**

La Régie prend par ailleurs acte de la stratégie d'intervention développée pour rejoindre la clientèle à faible revenu. Elle demande au FEÉ de faire rapport au prochain dossier tarifaire sur les mesures mises en oeuvre pour s'assurer que le bénéfice de l'économie d'énergie est transféré au client à faible revenu.

4.4.5 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

La Régie prend note du dépôt du calendrier et du budget d'évaluation préliminaire du FEÉ⁶⁰.

La Régie constate que le budget alloué à l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration* augmente de 167 % par rapport au budget 2007, mais que le FEÉ ne prévoit aucun mécanisme ni budget pour l'évaluation de cette activité. Le FEÉ propose notamment d'inclure dans cette activité les mesures relatives à l'installation des récupérateurs de chaleur des eaux de douche. Or, dans le cadre du programme *PF120 Aide financière à la rénovation éconergétique des logements sociaux et bâtiments à vocation sociocommunautaire*, le FEÉ finance désormais l'installation « massive » de systèmes de récupération de la chaleur des eaux de douche⁶¹.

⁶⁰ Pièce B-16-Gaz Métro-9, document 10, page 47.

⁶¹ Dossier R-3643-2007, pièce B-1-Gaz Métro-1, document 1, page 8.

Le FEÉ justifie sa demande de transférer cette mesure à l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration* par la difficulté d'évaluer la performance des récupérateurs de chaleur des eaux grises au moment de la livraison de la mesure⁶².

La Régie demande au FEÉ d'inclure l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration* à son calendrier d'évaluation.

La Régie demande également au FEÉ d'évaluer, pour le dossier tarifaire 2009, la performance des récupérateurs de chaleur des eaux de douche, d'en déterminer la rentabilité et, à la lumière des résultats obtenus, de définir les critères de subvention pour cette mesure.

Enfin, la Régie demande au FEÉ de restreindre la diffusion de toute mesure promue dans le cadre de l'activité *Nouvelles technologies et projets de démonstration* à un niveau de démonstration.

4.5 INTERFINANCEMENT RELIÉ AU PROFIL D'ACHAT DE FOURNITURE DE GAZ NATUREL

La Régie, dans sa décision D-2006-140, demandait la formation d'un groupe de travail pour analyser les conséquences d'un CU inférieur à 100 % ainsi que la problématique de l'écart de prix hiver/été résultant des achats à Dawn. En suivi de cette décision, Gaz Métro dépose le rapport *Interfinancement relié au profil d'achat de fourniture de gaz naturel*.

Après avoir passé en revue les différentes solutions, Gaz Métro propose le transfert de la portion des coûts d'équilibrage incluse au service de fourniture vers le service d'équilibrage. Elle propose également des modalités d'application détaillées⁶³. Les principes de base de cette proposition se résument comme suit :

- Évaluation *a priori* au dossier tarifaire de la portion équilibrage incluse au service de fourniture et devant être transférée des coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage;
- Évaluation, lors du rapport annuel, de l'impact réel du profil d'achat de fourniture de Gaz Métro, création d'un compte de frais reportés égal au montant à transférer qui portera intérêt et transfert des coûts de fourniture vers les coûts d'équilibrage lors du dossier tarifaire subséquent;

⁶² NS, volume 4, pages 235 et 236.

⁶³ Pièce B-4-Gaz Métro-11, document 1, pages 25 à 32.

- Intégration, lors du calcul mensuel du prix de fourniture du gaz naturel de Gaz Métro pour les 12 mois débutant le 1^{er} octobre de chaque année, de la portion équilibrage effectivement transférée du service de fourniture au service d'équilibrage, telle qu'évaluée aux dossiers tarifaires.

Ces coûts transférés à l'équilibrage seraient attribués à l'espace et à la pointe selon la même répartition que celle utilisée pour les coûts reliés au service SH-Dawn / Montréal. Pour le dossier 2007, ces coûts sont attribués à 100 % sous la catégorie « Espace »⁶⁴.

La Régie considère que la solution proposée permet d'assurer l'équité entre les clients en achat direct et les clients en gaz de réseau. Elle accepte donc la proposition du distributeur. Elle demande que, pour la première année d'implantation, le transfert de coût entre les services de fourniture et d'équilibrage soit fait au rapport mensuel sur le coût du service de fourniture à compter du 1^{er} novembre 2007⁶⁵. De plus, la Régie autorise la création d'un compte de frais reportés portant intérêt jusqu'au moment du transfert des coûts vers l'équilibrage.

4.6 DÉVELOPPEMENT RENTABLE DU MARCHÉ RÉSIDENTIEL

Dans le cadre du dernier dossier tarifaire (R-3596-2006 Phase II), Gaz Métro notait une baisse de rentabilité du marché résidentiel, provenant principalement d'une meilleure connaissance des coûts réels de raccordement des clients à la suite de l'implantation du système SAP.

La baisse de la rentabilité du marché résidentiel de 2006 à 2007 a été mesurée pour les projets d'extension du réseau et de densification du réseau. Dans les cas d'extension de réseau, le taux de rendement interne (TRI) est passé de 9,67 % à 7,44 % et le point mort tarifaire de 13,7 ans à 22,6 ans. Dans les cas de densification du réseau, le TRI est passé de 14,22 % à 10,34 % et le point mort tarifaire de 1 an à 8,9 ans.

Présentement, le marché résidentiel représente plus de 65 % du nombre de clients desservis par Gaz Métro et génère des revenus de distribution annuels d'environ 65,0 M\$⁶⁶. Chaque nouveau client résidentiel raccordé au réseau de Gaz Métro rapporte en moyenne des revenus de 26,5 ¢/m³.

⁶⁴ Pièce B-4-Gaz Métro-11, document 1, page 21.

⁶⁵ Pièce B-90-Gaz Métro.

⁶⁶ Pièce B-15-Gaz Métro-2, document 7, page 10.

Gaz Métro développe, depuis quelques années, le marché résidentiel de la nouvelle construction et, plus particulièrement, le créneau des appareils périphériques (cuisinière, foyer, barbecue, sècheuse, etc.). Toutefois, ce créneau spécifique est caractérisé par des volumes de consommation plus faibles que celui du chauffage. Dans ce contexte, la combinaison de la diminution des frais de base et de l'augmentation des frais variables, entérinée ces dernières années, entraîne des revenus de distribution moins élevés et moins stables qu'auparavant.

Gaz Métro a ainsi comme objectif à court et à moyen termes d'atteindre un niveau moyen de rentabilité cible du marché résidentiel établi à 9,5 % avec un point mort tarifaire de 11 ans.

Dans le but d'atteindre cet objectif, Gaz Métro présente à la Régie diverses solutions pour améliorer la rentabilité du marché résidentiel.

4.6.1 SOLUTIONS A L'INTERNE

Les diverses actions entreprises à l'interne pour améliorer la rentabilité du marché résidentiel sont les suivantes :

- mise sur pied d'un plan quinquennal de réduction des coûts de construction de 20 % d'ici 2010-2011⁶⁷;
- réduction des aides financières pour la nouvelle construction résidentielle de 2 % en 2007 et de 3 % en 2008 et pour le marché de la conversion de 500 \$⁶⁸;
- révision à la baisse des taux de maturation des nouvelles ventes;
- mise à jour des hypothèses associées aux frais généraux.

⁶⁷ Réduction brute des coûts projetés de 20 %.

⁶⁸ Réduction de 500 \$ en vigueur depuis septembre 2006.

4.6.2 SOLUTIONS D'ORDRE TARIFAIRE

4.6.2.1 Augmentation des frais de base

Structure tarifaire

Gaz Métro propose d'augmenter, à compter du 1^{er} octobre 2008, les frais de base des tarifs D_1 et D_M afin de sécuriser et de stabiliser davantage les revenus de distribution⁶⁹ provenant de ces tarifs.

Les frais de base sont établis à partir des coûts fixes de desserte des clients de Gaz Métro. Les coûts fixes sont notamment composés des coûts des conduites de distribution, des raccordements, des compteurs et des dépenses d'administration excluant le rendement sur ces actifs.

Gaz Métro doit également déterminer le niveau des frais de base à facturer à chacun des clients des tarifs D_1 et D_M selon leur niveau de consommation respectif. Selon le distributeur, la façon optimale consiste à employer le volume annuel d'un client afin d'éviter que ce dernier soit assujéti à des frais de base différents au cours d'une même année.

Gaz Métro avance cependant que l'utilisation du volume annuel d'un client est possible⁷⁰, mais problématique, notamment dans les cas d'un nouveau client et de changements de niveaux de consommation au cours d'une année. Gaz Métro propose donc d'utiliser le volume réel mensuel pour déterminer le niveau de frais de base à être facturé.

Sur la base du dossier tarifaire 2007, la nouvelle grille tarifaire proposée est présentée au tableau suivant :

⁶⁹ Gaz Métro mentionne que l'augmentation de la portion fixe de la facture par rapport à la portion variable s'inscrit dans une tendance de fond en Amérique du Nord (voir pièce B-15-Gaz Métro-2, document 7, page 65).

⁷⁰ Pièce B-78-Gaz Métro-2, document 7.64.

TABLEAU 5
Grille actuelle et grille proposée des tarifs D₁ et D_M

Paliers <i>m³/an</i>	Paliers <i>m³/jour</i>	Grille actuelle (D-2006-140)		Grille proposée	
		<i>¢/m³</i>	<i>¢/compteur/jour</i>	<i>¢/m³</i>	<i>¢/compteur/jour</i>
0 - 10 950	0 - 30	24,627	25,000	21,405	46,501
10 950 - 36 500	30 - 100	15,670	25,000	15,612	94,746
36 500 - 109 500	100 - 300	13,496	25,000	13,446	113,011
109 500 - 365 000	300 - 1 000	10,682	25,000	10,642	119,263
365 000 - 1 095 000	1 000 - 3 000	7,690	25,000	7,661	156,427
1 095 000 - 3 650 000	3 000 - 10 000	5,404	25,000	5,384	206,121
3 650 000 - 10 950 000	10 000 - 30 000	4,029	25,000	4,014	512,716
10 950 000 - 36 500 000	30 000 - 100 000	3,298	25,000	3,298	512,716
36 500 000 et plus	100 000 et plus	2,641	25,000	2,631	512,716

Impact tarifaire

Toute modification à la grille tarifaire doit générer les mêmes revenus totaux de distribution aux tarifs D₁ et D_M. Le cas échéant, l'augmentation proposée des frais de base doit être compensée par une diminution des frais variables.

Gaz Métro présente l'impact tarifaire de la nouvelle grille proposée sur les taux moyens de chacun des paliers du tarif D₁ et sur le taux moyen du tarif D_M. Le premier palier a été scindé en trois sous-paliers afin d'indiquer clairement l'effet des variations sur les différentes catégories de clients de ce palier.

TABLEAU 6
Impact sur les taux de distribution pour les clients des tarifs D₁ et D_M

Paliers D₁	Vol. moyen	D-2006-140	Grille proposée	Variation
<i>m³/an</i>	<i>m³/an</i>	<i>¢/m³</i>	<i>¢/m³</i>	<i>%</i>
0 – 1 095	405	45,793	61,789	34,9
1 095 – 3 650	2 308	27,748	28,059	1,1
3 650 - 10 950	5 946	24,907	23,349	-6,3
0 - 10 950	2 626	27,018	27,018	0
10 950 - 36 500	19 532	19,483	19,401	-0,4
36 500 - 109 500	57 526	15,833	15,816	-0,1
109 500 - 365 000	174 010	12,708	12,724	0,1
365 000 - 1 095 000	533 705	9,844	9,981	0,4
1 095 000 - 3 650 000	1 500 653	7,488	7,518	0,4
3 650 000 et plus	4 481 387	5,585	5,623	0,7
Tarif D₁	11 836	16,696	16,686	-0,1
Tarif D_M	506 417	6,629	6,651	0,3

Les clients les plus affectés par des frais de base plus élevés sont les clients du premier palier. Dans le cas des clients des autres paliers, dont la consommation est plus élevée, l'augmentation des frais de base a un impact relativement faible.

Néanmoins, les résultats montrent que l'impact le plus important est sur le premier sous-palier (0-1095 m³/an). Ainsi, près de 42 000 clients⁷¹ associés à ce sous-palier subiraient une hausse annuelle de leur facture totale de 65 \$, ce qui équivaut à une augmentation de 34,9 % des frais de distribution et de 20,6 % sur la facture totale de gaz. Or, de ces clients, près de 8 000 sont considérés comme étant des ménages à faible revenu⁷².

Le distributeur propose d'offrir, à partir du 1^{er} octobre 2008, un crédit sur la facture des clients à faible revenu afin d'atténuer l'effet, sur ces clients, de l'augmentation des frais de base prévus aux tarifs D₁ et D_M.

OC considère qu'il est inacceptable et exagéré de hausser les frais de base à un tel niveau d'un seul coup. OC est plutôt d'avis, qu'advenant une modification des frais de base approuvée par la Régie, il serait préférable de les augmenter graduellement sur quelques

⁷¹ Pièce B-16-Gaz Métro-13, document 8, page 1.

⁷² Pièce B-15-Gaz Métro-2, document 7, page 74, lignes 19-21.

années⁷³. En ce qui concerne le crédit aux ménages à faible revenu, l'intervenante mentionne que la hausse des frais de base doit être conditionnelle à la mise en place d'un programme de crédit sur la facture pour les ménages à faible revenu. Cependant, elle ajoute que le programme soumis par Gaz Métro doit être mieux défini et que la participation des ménages à faible revenu et des groupes communautaires doit être assurée⁷⁴.

Le ROEÉ s'oppose à la hausse des frais de base demandée par Gaz Métro car la proposition a pour effet d'atténuer le signal de prix. Le ROEÉ souligne que le principe du signal de prix a motivé la diminution des frais de base au cours des dernières années⁷⁵.

S.É./AQLPA exprime un inconfort à l'égard de l'augmentation des frais de base demandée par Gaz Métro. Pour l'intervenant, la proposition vient inverser diverses modifications apportées, depuis 2003, à la structure des tarifs D_1 et D_M , dont la réduction de la partie fixe de ces tarifs afin de favoriser davantage l'efficacité énergétique⁷⁶.

Pour sa part, UC s'objecte à la demande de Gaz Métro d'augmenter les frais de base, car la hausse a un impact jugé trop important sur la facture des ménages à faible revenu et des petits consommateurs⁷⁷. Les motifs invoqués à l'appui de cette demande, soit de permettre le développement de la clientèle autrement non rentable, ne sont ni justes, ni raisonnables et contreviennent à l'article 5 et au paragraphe 7 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi. Enfin, en ce qui concerne le programme de crédit pour les ménages à faible revenu, elle considère que, bien que l'objectif soit noble, la proposition est trop vague et incertaine⁷⁸.

La Régie est d'avis que l'ajustement proposé des frais de base permettra à Gaz Métro de sécuriser davantage de revenus de distribution et améliorera la rentabilité de ses projets de développement de marché.

Par ailleurs, elle est d'accord avec le principe que les structures tarifaires doivent transmettre un bon signal de prix, à la fois pour permettre des choix optimaux par les clients et pour favoriser les économies d'énergie. Toutefois, elle est d'avis que l'objectif de transmettre un bon signal de prix doit aussi tenir compte de la causalité des coûts. Or, la Régie constate que les frais de base facturés par le distributeur sont significativement inférieurs aux coûts fixes encourus. Pour ces motifs, la Régie considère que la proposition du distributeur représente dans le cas présent un juste arbitrage entre ces différents objectifs.

⁷³ Pièce C-10.15-OC-Plan d'argumentation, page 6.

⁷⁴ Pièce C-10.8-OC-Preuve, pages 14-15.

⁷⁵ Pièce C-1.6-ROEÉ-Preuve, pages 13-17.

⁷⁶ Pièce C-7.7-S.É./AQLPA 1, document 1-Preuve, pages 24-25.

⁷⁷ Pièce C-5.7-UC-Argumentation, page 13.

⁷⁸ Pièce C-5.7-UC-Argumentation, pages 13-14.

La Régie est néanmoins préoccupée par l'ampleur de la hausse des frais de base, notamment sur l'ensemble de la clientèle du premier sous-palier des tarifs D₁. Elle considère qu'un impact tarifaire trop brusque doit être évité.

En conséquence, la Régie autorise l'augmentation demandée des frais de base mais demande à Gaz Métro de répartir cette hausse sur quatre ans à compter du 1^{er} octobre 2008.

La Régie rejette la proposition de Gaz Métro quant à l'utilisation des volumes réels mensuels pour déterminer le niveau de frais de base à être facturé. Elle est en effet d'avis qu'il n'est pas approprié de faire varier les frais de base d'un mois à l'autre alors que ceux-ci ne sont pas établis en fonction des niveaux de consommation mensuelle. **La Régie demande à Gaz Métro de développer un mode de facturation des frais de base à partir de la consommation historique annuelle pour les clients existants et de consommations types pour les nouveaux clients.**

Compte tenu des éléments qui précèdent, la Régie considère que la mesure proposée par le distributeur, qui consiste en fait à offrir un rabais sur la facture des clients à faible revenu, n'est pas nécessaire. En effet, l'ajustement sur quatre ans de l'augmentation des frais de base mène à une augmentation de la facture totale de moins de 20 \$ par année pour les clients visés. En conséquence, la Régie n'a pas à statuer sur les aspects juridiques soulevés en audience relativement à ce sujet.

4.6.2.2 Mise en place d'une contribution de 300 \$ pour les nouveaux clients résidentiels

Gaz Métro mentionne qu'en 2005-2006, 49 % des nouvelles ventes associées à la nouvelle construction résidentielle ne comportaient pas de chauffage au gaz naturel dans les unités raccordées au réseau, mais plutôt des appareils périphériques dont la rentabilité est moindre à ce jour⁷⁹.

Dans le but d'atteindre la rentabilité cible moyenne de 9,5 % pour le marché résidentiel dans son ensemble, Gaz Métro demande de pouvoir exiger un montant forfaitaire aux nouveaux clients résidentiels du tarif D₁. Une contribution minimale automatique de 300 \$ serait ainsi exigée d'une nouvelle adresse de service à partir du 1^{er} octobre 2007. Cette contribution

⁷⁹ Pièce B-15-Gaz Métro-2, document 7, page 24.

serait payable en un seul versement ou étalée sur une période de 24 mois (mensualités de 12,50 \$), avec un remboursement possible du solde en tout temps.

Gaz Métro ajoute que cette contribution permettrait de réduire les investissements nets requis et d'augmenter la rentabilité collective du marché résidentiel, sans développer une structure tarifaire spécifique aux clients résidentiels (résidences unifamiliales, duplex, triplex et condominiums).

Enfin, Gaz Métro propose que la contribution minimale automatique puisse excéder 300 \$, dans les cas spécifiques où le raccordement d'un nouveau client exige une extension du réseau de gaz naturel. Le distributeur propose de modifier en conséquence l'article 4.3 du texte des Tarifs.

La FCEI, le RGCQ et S.É./AQLPA, de même que, mais à divers degrés, l'ACIG, le GRAME, le ROÉÉ, UC et l'UMQ appuient l'application d'une contribution minimale automatique afin d'assurer la rentabilité du marché résidentiel à terme⁸⁰. Seule OC s'y oppose catégoriquement.

La Régie est d'avis que la demande de Gaz Métro, dans sa forme actuelle, est inéquitable envers les clients résidentiels. Les caractéristiques de consommation constituent le facteur déterminant des coûts et de la rentabilité d'un raccordement et non le marché auquel le client appartient ou l'usage qu'il fait du gaz naturel. D'ailleurs, Gaz Métro souligne, dans le cadre de l'augmentation des frais de base, que : « *un client provenant du marché affaires aura le même effet sur les coûts qu'un client de même consommation provenant du marché résidentiel. Il n'y aurait donc pas lieu de facturer des frais de base différents selon le marché* »⁸¹. La Régie considère que la même logique s'applique dans le cas de la contribution proposée.

La Régie considère davantage la contribution proposée comme un moyen visant à améliorer le développement des ventes par une approche globale plutôt que client par client. Elle ne lie donc pas directement cette dernière à l'atteinte du rendement cible, soit un TRI de 9,5 % et un point mort tarifaire de 11 ans.

La Régie autorise le distributeur à percevoir auprès de ses nouveaux clients une contribution de 300 \$ à titre de frais de raccordement à compter du 1^{er} octobre 2007.

⁸⁰ L'ACIG et l'UMQ proposent plutôt de mettre en place une redevance quotidienne temporaire, le ROÉÉ suggère que la contribution minimale ne soit pas automatique et UC propose un montant de 200 \$.

⁸¹ Pièce B-15-Gaz Métro-2, document 7, pages 67-68.

Cependant, afin d'éviter toute discrimination entre les clients qui ont les mêmes caractéristiques de consommation, la Régie demande à Gaz Métro d'appliquer la contribution à tous les nouveaux clients dont la consommation annuelle estimée se situe au premier palier du tarif D₁. Elle accepte les modalités de paiement proposées par le distributeur.

La Régie demande à Gaz Métro d'étudier, pour le prochain dossier tarifaire, la possibilité d'étendre l'application de la contribution à l'ensemble des nouveaux clients, tel que c'est le cas lors d'un raccordement au réseau électrique⁸².

Elle demande aussi au distributeur de comptabiliser les revenus de la contribution de façon distincte des coûts de raccordements.

La Régie ne juge pas nécessaire la modification de l'article 4.3 proposée par Gaz Métro. La contribution sera en effet exigible, indépendamment du fait que l'article 4.3 doive être appliqué ou non.

La Régie demande donc au distributeur de proposer les modifications nécessaires au texte des Tarifs pour donner effet à la présente décision.

4.6.3 STANDARDISATION DES CONDITIONS DE RACCORDEMENT

Gaz Métro ne facture pas systématiquement à ses clients les coûts des demandes de raccordement qui excèdent les conditions normales. Cela a pour effet de nuire à la rentabilité du marché résidentiel. Le distributeur propose donc des solutions dans le but de normaliser les conditions relatives au raccordement des nouveaux clients résidentiels.

Emplacement du raccordement

Gaz Métro propose une norme de raccordement des bâtiments résidentiels à l'intérieur de trois mètres du coin avant du bâtiment pour l'entrée du raccordement d'immeuble. Tout raccordement réalisé à l'intérieur de cette zone préférentielle serait considéré comme standard.

⁸² Hydro Québec Distribution, Tarifs et conditions du Distributeur, 2007, article 12.4.

Pour toute demande visant un point de raccordement à l'extérieur de cette zone, Gaz Métro demande de pouvoir facturer des frais de 50 \$ par mètre linéaire. Le montant de ce frais est basé sur une analyse des contrats généraux en vigueur avec les entrepreneurs.

La Régie accueille la demande de Gaz Métro concernant la norme de raccordement.

La Régie demande au distributeur d'examiner, pour le prochain dossier tarifaire, l'opportunité d'étendre l'application de cette condition aux nouveaux clients des autres marchés.

Elle demande également au distributeur de comptabiliser les revenus reliés à l'emplacement du raccordement de façon distincte des coûts de raccordement.

Délai de raccordement

Gaz Métro propose une norme de 30 jours ouvrables à partir de l'acceptation de la demande de service pour les raccordements de bâtiments résidentiels. Le distributeur ajoute que toute demande d'accélération du délai de raccordement de la part d'un client impliquerait la facturation d'un montant de 500 \$. Le montant a été négocié avec les entrepreneurs généraux qui réalisent les raccordements de sa clientèle.

La Régie accueille la demande de Gaz Métro concernant le délai de raccordement.

La Régie demande au distributeur d'examiner, pour le prochain dossier tarifaire, l'opportunité d'étendre l'application de cette condition aux nouveaux clients des autres marchés.

Elle demande également au distributeur de comptabiliser les revenus associés au délai de raccordement de façon distincte des coûts de raccordement.

4.6.4 MODIFICATION AUX FRAIS DE REMISE EN SERVICE

Gaz Métro propose de facturer aux clients les coûts de fermeture temporaire d'un compteur sur la base des coûts réels. Les frais de remise en service n'ont pas été modifiés depuis 1982 et ne reflètent plus les coûts unitaires réellement encourus par le distributeur pour remettre en service le compteur d'un client résidentiel ou du marché affaires (CII).

Gaz Métro propose de fixer les frais de remise en service à 218 \$ pour les clients résidentiels et à 287 \$ pour les clients affaires (CII).

La Régie accepte la proposition et demande au distributeur de comptabiliser les revenus associés aux frais de remise en service de façon distincte des coûts.

La Régie demande au distributeur d'examiner, pour le prochain dossier tarifaire, l'opportunité d'introduire, le cas échéant, des frais de remise en service établis en fonction du niveau de consommation de gaz naturel plutôt qu'en fonction de l'usage.

5. MODALITÉS D'APPLICATION DE LA PRÉSENTE DÉCISION

Compte tenu que les tarifs en vigueur au 1^{er} octobre 2007 ont été déclarés provisoires par la décision D-2007-111, la Régie demande au distributeur de proposer des dates et des modalités d'application des nouveaux tarifs et conditions découlant de la présente décision.

Pour l'ensemble de ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE partiellement la demande ré-amendée;

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2009 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2008 par la décision D-2006-140;

APPROUVE les modifications proposées au compte de nivellement relatif aux variations de la température pour tenir compte de l'effet du vent;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de Gaz Métro pour l'exercice 2008 tel que prévu à l'article 72 de la Loi;

APPROUVE pour l'exercice financier 2008, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du «Programme de produits financiers dérivés», ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes;

APPROUVE l'application à l'exercice 2008 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de Gaz Métro approuvé par la Régie dans sa décision D-2007-47 sous réserve des décisions rendues à la section 3;

AUTORISE l'utilisation des sommes imputées au Fonds en efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ;

AUTORISE un coût en capital moyen de 7,68 % sur la base de tarification, pour l'exercice financier 2008;

AUTORISE, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par Gaz Métro pour l'exercice financier 2008, un coût en capital prospectif de 6,69 % résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

RÉITÈRE les autres conclusions et décisions énoncées dans la présente décision;

DEMANDE à Gaz Métro de déposer, pour approbation, les pièces révisées, la grille tarifaire et le texte des Tarifs pour tenir compte de la présente décision ainsi qu'une proposition quant aux dates et modalités d'application de celle-ci, au plus tard le 23 octobre 2007 à 12 h.

Richard Carrier
Régisseur

Gilles Boulianne
Régisseur

Richard Lasonde
Régisseur

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e Pierre Plante;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Stéphanie Lussier;
- Regroupement des gestionnaires et copropriétaires du Québec (RGCO) représenté par M^e Yves Papineau;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M^e Mathieu Drolet;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Société en commandite Gaz Métro (Gaz Métro) représentée par M^e Jocelyn B. Allard;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;
- TransCanada Energy Ltd. (TransCanada) représentée par M. Éric Nadeau;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin et M^e Geneviève Pilon.

ANNEXE

LES SUIVIS DE DÉCISION DÉCOULANT DE LA PRÉSENTE DÉCISION

Annexe (2 pages)

R. C. _____

G. B. _____

R. L. _____

ANNEXE

LISTE DES SUIVIS DE DÉCISION REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

A. LA RÉGIE DEMANDE QUE LES ÉLÉMENTS SUIVANTS SOIENT DÉPOSÉS PAR GAZ MÉTRO LORS DU PROCHAIN DOSSIER TARIFAIRE

SUJETS POUR EXAMEN DE LA RÉGIE

1. Réévaluer les taux d'opportunité associés aux programmes PE202 (Chaudières à efficacité intermédiaire) et PE210 (Chaudières et fournaies à condensation) du PGEÉ en tenant compte des nouveaux paramètres appliqués et de présenter les résultats de ces travaux;
2. Fournir une description plus précise des mesures appliquées dans le programme PE211 (Études et encouragement à l'implantation – VGE), ainsi que le rythme d'implantation de ces mesures, la description fournie devant permettre de justifier si ces mesures font ou non partie de la famille des mesures comportementales;
3. Présenter des scénarios favorable et défavorable fondés sur une méthodologie améliorée, tel que précisé à la page 39 de la présente décision, ainsi qu'un ordre de grandeur des probabilités de réalisation de chacun de ces scénarios;
4. Présenter, le cas échéant, une analyse de rentabilité des stratégies en matière de renouvellement des contrats de transport FTLH et FTSH;
5. Présenter une évaluation de l'impact de la normalisation du vent sur la planification des approvisionnements, tel que décrit aux pages 39 et 40 de la présente décision;
6. Présenter une section poursuivant l'analyse des répercussions de l'implantation d'un ou plusieurs ports méthaniers au Québec et l'examen des options disponibles, tel que décrit à la page 40 de la présente décision;
7. Présenter une comparaison des prévisions des ventes annuelles et des prévisions de la journée de pointe avec les données réelles observées et ce, pour les divers plans élaborés depuis l'adoption du Règlement sur le plan;
8. Faire rapport quant à l'emploi de données quotidiennes, voire horaires, et constitution d'un échantillon représentatif dans le but d'améliorer la qualité des données de la méthode de normalisation des revenus;
9. FEÉ : faire rapport sur les résultats des évaluations et sur les taux d'opportunité mesurés pour les programmes qui feront l'objet d'évaluation;

10. FEÉ : s'assurer que les modalités et le niveau de subvention de chacun de ses programmes sont toujours appropriés. Cette revue devra prioriser les programmes *PR310 Novoclimat unifamilial*, *PR320 Aide financière pour le programme Rénoclimat*, *PC410 Construction CII* et *PC420 Rénovation CII*, et devra être faite en tenant compte de la rentabilité du programme pour le participant, du TCTR du programme et d'un taux d'opportunisme réaliste. Les critères applicables à la clientèle à faible revenu peuvent cependant différer;
11. Évaluer si les raisons qui avaient justifié la prise en charge de certains programmes par le FEÉ (*PC410 Construction CII*, *PC420*, *PR310 Novoclimat unifamilial* et *PR320-325 Aide financière (ante et post travaux) pour le programme Rénoclimat*) sont toujours valables. Examiner les impacts ainsi que les avantages et les inconvénients d'un retour des programmes au PGEÉ et présenter ses recommandations en ce sens;
12. FEÉ : faire rapport sur la stratégie d'intervention développée pour rejoindre la clientèle à faible revenu et s'assurer que le bénéfice de l'économie d'énergie est transféré au client à faible revenu;
13. FEÉ : évaluer la performance des récupérateurs de chaleur des eaux de douche, en déterminer la rentabilité et, à la lumière des résultats obtenus, définir les critères de subvention pour cette mesure;
14. Évaluer la possibilité d'étendre l'application de la contribution de 300 \$ à titre de frais de raccordement à l'ensemble des nouveaux clients;
15. Évaluer l'opportunité d'étendre l'application des conditions de raccordement aux nouveaux clients des autres marchés;
16. Évaluer l'opportunité d'introduire des frais de remise en service établis en fonction du niveau de consommation de gaz naturel plutôt qu'en fonction de l'usage.

B. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT DÉPOSÉ PAR GAZ MÉTRO LORS DU DOSSIER DE FERMETURE AU 30 SEPTEMBRE 2007

FEÉ : déposer ses résultats selon la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants.