

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-140

R-3596-2006

26 septembre 2006

PRÉSENTS :

M. Gilles Boulianne, B. Sc. (Écon.)

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

M^e Louise Rozon, B. Sc. soc., LL. L.

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro (SCGM)

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante

Décision finale sur la phase 2

Demande de reconduire le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie à compter du 1^{er} avril 2006 et de modifier les tarifs de Société en commandite Gaz Métro à compter du 1^{er} octobre 2006

Intervenants :

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

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION.....	5
2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES.....	6
3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE.....	7
3.1 Rapport déposé par le Groupe de travail	7
3.2 Application du mécanisme incitatif.....	8
3.2.1 Établissement du revenu requis	8
3.2.2 Principaux éléments	9
3.3 Particularités pour l'année tarifaire 2007	11
3.3.1 Variation de la température normale	11
3.3.2 Développement résidentiel.....	12
3.3.3 Dissidence de l'ACIG sur l'allègement des obligations.....	13
minimales annuelles (OMA)	13
3.4 Modifications aux structures tarifaires.....	14
3.4.1 Modifications aux tarifs de distribution D_1 et D_M	14
3.4.2 Modifications au Texte des tarifs	15
3.5 Compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes	15
3.6 Programme de flexibilité tarifaire mazout.....	16
3.7 Établissement des tarifs	16
3.7.1 Ajustement tarifaire global.....	16
3.7.2 Stratégie tarifaire.....	18
3.8 Conclusion	19
4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE.....	19
4.1 Plan d'approvisionnement gazier – Horizon 2007-2009.....	19
4.1.1 Demande de gaz naturel.....	20
4.1.2 Contexte et stratégies d'approvisionnement	20
4.1.3 Planification annuelle 2007	22
4.1.4 Plan d'approvisionnement 2007-2009	26

4.2	Programme de produits financiers dérivés	27
4.3	Plan global en efficacité énergétique	30
4.3.1	Suivi 2006.....	30
4.3.2	Objectif d'économie d'énergie et budget demandé en 2007.....	33
4.3.3	Rentabilité des programmes	33
4.3.4	Impact tarifaire et pertes de revenus.....	34
4.3.5	Modifications aux programmes	36
4.3.6	Évaluation des programmes	37
4.3.7	Suivi des décisions antérieures de la Régie.....	38
4.4	Fonds en efficacité énergétique.....	39
4.4.1	Suivi 2006.....	39
4.4.2	Objectif d'économie d'énergie et budget demandé en 2007.....	40
4.4.3	Rentabilité des programmes	40
4.4.4	Modifications aux programmes	41
4.4.5	Évaluation des programmes	41
4.5	Tarif d'équilibrage	42
4.6	Suivis de décision.....	43
4.6.1	Programme de financement de la clientèle affaires.....	43
4.6.2	Fonctionnalisation des coûts d'équilibrage et allocation	
	de la pointe pour les clients interruptibles.....	44
4.6.3	Pénalités sur service ferme	44
4.6.4	Clients cogénération en pointe	45
	DISPOSITIF	46

1. INTRODUCTION

Le 27 janvier 2006, Société en commandite Gaz Métro (SCGM ou le distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de reconduire le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie à compter du 1^{er} avril 2006 et de modifier les tarifs à compter du 1^{er} octobre 2006 (année tarifaire 2007).

Le 1^{er} février 2006, la Régie ordonne à SCGM de faire paraître un avis public annonçant la tenue d'une audience publique pour étudier la demande. Les intéressés sont invités à déposer leur demande d'intervention conformément au *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹. Le 24 février 2006, la Régie rend la décision D-2006-32 portant sur la reconnaissance des intervenants.

La reconduction du programme de flexibilité tarifaire bi-énergie à compter du 1^{er} avril 2006 est traitée de façon prioritaire. Le 23 mars 2006, la Régie rend la décision D-2006-49 sur cette demande.

Les autres sujets du dossier sont traités en deux phases. La phase 1 porte sur la structure des tarifs de distribution D₃ et D₄ et sur les conditions afférentes. Elle porte également sur les conditions applicables au service de fourniture en vue d'atténuer l'impact de la migration des clients entre les achats directs et le service de fourniture de SCGM. Le 24 mai 2006, la Régie rend la décision D-2006-86 sur cette première phase.

Le 7 avril 2006, la Régie rend la décision D-2006-63 encadrant le déroulement de la phase 2. Par cette décision, la Régie permet la mise en place d'un groupe de travail (le Groupe de travail) et la tenue d'un processus d'entente négociée (PEN). Cette décision traite également des modalités de traitement des sujets, de l'adoption des lignes directrices pour le PEN, de l'échéancier et des frais des intervenants.

Le 28 avril 2006, SCGM dépose la preuve sur les sujets d'audience.

Le 31 mai 2006, SCGM dépose la preuve découlant du PEN, le rapport du Groupe de travail ainsi qu'une demande amendée.

L'audience se tient du 3 au 6 juillet 2006 à Montréal. Elle est complétée par le dépôt, du 12 au 17 juillet 2006, des argumentations du distributeur et des intervenants. Le dossier est pris en délibéré le 28 août 2006, date de la réception de la demande ré-amendée et des pièces

¹ *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie* (le Règlement sur la procédure), (2006) 138 G.O. II, 2279.

modifiées pour tenir compte de la mise à jour relative aux taux obligataires de long terme et au taux d'inflation.

Dans la présente décision, la Régie se prononce sur les modifications demandées dans le cadre de la phase 2 du dossier.

2. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

Les conclusions recherchées par SCGM pour la phase 2 du dossier, selon la demande ré-amendée datée du 28 août 2006, sont :

« **RECONDUIRE** jusqu'au 30 septembre 2008 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M déjà reconduit jusqu'au 30 septembre 2007 par la décision D-2005-171;

APPROUVER le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2007, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;

APPROUVER, pour l'exercice financier 2007, 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 en sus des ajustements proposés audit programme à la pièce SCGM-6, document 1;

APPROUVER l'application à l'exercice 2007 du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51;

AUTORISER l'utilisation des sommes imputées au Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ) conformément au plan d'action du FEÉ présenté à la pièce SCGM-10, document 13;

AUTORISER le coût en capital moyen de 7,90% sur la base de tarification pour l'exercice financier 2007, lequel provient, entre autres, de l'application du mécanisme automatique d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires énoncé dans les décisions D-99-11, D-99-150 et D-2004-196, ainsi que d'une bonification, résultant de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans la décision D-2004-51;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2007, le coût en capital prospectif de 6,45% résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1er octobre 2006, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 744 920 000\$, de façon à permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts;

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

APPROUVER le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-14, document 1. »

3. PROCESSUS D'ENTENTE NÉGOCIÉE

3.1 RAPPORT DÉPOSÉ PAR LE GROUPE DE TRAVAIL

Le 30 mai 2006, les membres du Groupe de travail indiquent, par leur signature apposée au rapport, leur accord quant au contenu des pièces décrites à la pièce B-29-SCGM-2, document 3, page 1. Le Groupe de travail est d'avis que les pièces produites par SCGM respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le mécanisme incitatif) approuvé dans la décision D-2004-51.

Le rapport du Groupe de travail contient deux dissidences. D'une part, l'ACIG est dissidente quant à la disposition 3.4 du texte *Tarifs au 1^{er} octobre 2006* (Texte des tarifs) portant sur les allègements de l'obligation minimale annuelle (OMA)². Cette dissidence est traitée à la section 3.3.3 de la présente décision. D'autre part, la FCEI est dissidente quant à la disposition 8 du Texte des tarifs portant sur la force majeure³. La Régie a jugé en audience qu'il était prématuré d'examiner cette question et d'entendre la preuve de la FCEI à ce sujet dans le présent dossier, étant donné que la FCEI avait déjà soumis cette question dans le dossier R-3523-2003 et que la formation saisie de ce dernier dossier n'avait pas encore, à ce moment, rendu sa décision à ce sujet.

Deux membres s'abstiennent sur des sujets spécifiques. Le RNCREQ s'abstient sur la proposition du Groupe de travail d'introduire au mécanisme incitatif un facteur exogène portant sur la variation de la température normale⁴, sur le calcul des facteurs exogènes⁵, sur l'évolution du revenu net d'exploitation selon l'application du mécanisme incitatif⁶, sur

² Pièce B-29-SCGM-12, document 12, page 18.

³ Pièce B-29-SCGM-12, document 12, page 44.

⁴ Pièce B-29-SCGM-2, document 2, pages 2 à 5.

⁵ Pièce B-29-SCGM-9, document 5.

⁶ Pièce B-29-SCGM-9, document 8.

l'évolution des dépenses d'exploitation⁷ et sur la répartition tarifaire 2006-2007⁸. L'UMQ signale son abstention relativement à la pièce portant sur les modifications aux structures tarifaires⁹.

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

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 productivité¹⁰. 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.

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 de ces revenus et de ces coûts fait l'objet d'un PEN. Le tableau suivant présente le calcul du gain de productivité pour l'année tarifaire 2007, son partage, ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes

⁷ Pièce B-29-SCGM-9, document 16

⁸ Pièce B-29-SCGM-13, document 6.

⁹ Pièce B-29-SCGM-12, document 2

¹⁰ IPC Québec au 26 août 2006 de 2,41 % (pièce B-65-SCGM-9, document 1, page 1, révision du 25 août 2006).

distribution (D), inventaires (F, C), transport (T) et équilibrage (É), tels que présentés en preuve.

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

	2006	2007				TOTAL ⁽²⁾
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires (F, C)	Transport ⁽¹⁾ (T)	Équilibrage (É)	
Revenu plafond	754 452	467 006	13 449	173 470	97 249	751 174
Revenu requis avant partage	744 502	450 174	13 449	173 470	97 249	734 342
Gain de productivité	9 950	16 832	-	-	-	16 832
Part des clients 50 %	4 975	8 416	-	-	-	8 416
Part de SCGM 50 %	4 975	8 416	-	-	-	8 416
Rendement additionnel de SCGM après impôts	0,51 %	0,84 %	-	-	-	0,84 %

Sources : Pièces B-65-SCGM-9, documents 1 et 3, révision du 25 août 2006.

Pièce B-29-SCGM-9, document 2.

⁽¹⁾ Le coût de transport inclut les coûts reliés aux variations d'inventaires.

⁽²⁾ La baisse du revenu plafond entre 2006 et 2007 s'explique, entre autres, par des variations à la baisse dans les comptes de stabilisation tarifaires et dans l'évolution des taux d'intérêt sur le coût du capital.

Le revenu plafond de distribution pour l'année tarifaire 2007 s'établit à 467,0 M\$ alors que le revenu requis de distribution est de 450,2 M\$. L'ensemble des activités de SCGM lui permet d'anticiper des gains de productivité de son activité de distribution de 16,8 M\$ qu'elle partage également entre ses actionnaires et ses clients. Le rendement additionnel après impôts de SCGM découlant du gain de productivité est en croissance par rapport à l'année dernière, atteignant 0,84 %.

3.2.2 PRINCIPAUX ÉLÉMENTS

Le prix moyen du service de fourniture de SCGM prévu pour 2007 est de 7,58 \$/GJ, soit le prix moyen le plus élevé présenté lors d'un dossier tarifaire. SCGM mentionne que le prix élevé de la fourniture incitera les clients à mettre en place davantage de mesures additionnelles d'économie d'énergie qui auront pour conséquence de réduire la demande de gaz naturel au cours de la prochaine année.

SCGM prévoit pour l'année tarifaire 2007 des ventes de $5\,812\,10^6\text{m}^3$ comparativement à $5\,647\,10^6\text{m}^3$ en 2006. La demande des clients « ventes petit et moyen débits » diminue de 1,8 %, alors que celle des clients « ventes grandes entreprises » augmente de 7,2 % (avant interruptions), et ce, en raison de l'entrée en fonction, à pleine capacité, de la centrale TCE - Bécancour prévue au 1^{er} octobre 2006.

Les dépenses d'exploitation s'établissent à 132,0 M\$ en 2007, soit une hausse de 3,5 M\$ (ou 2,7 %) par rapport à l'année précédente. La variation est principalement attribuable à la croissance des dépenses de salaires et avantages sociaux (2,0 M\$), à l'augmentation du prix de l'essence (1,0 M\$) et à la mise en place d'un plan de relève visant à pallier le départ à la retraite d'employés occupant des postes spécialisés (0,5 M\$).

La valeur moyenne mensuelle de la base de tarification s'établit à 1 814,5 M\$, soit une augmentation de 103,1 M\$ (ou 6,0 %) par rapport à l'année dernière. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 195,4 M\$ pour 2007, alors qu'elles étaient de 156,4 M\$ en 2006. Les additions présentées sous la rubrique « Frais reportés » totalisent 39 M\$ et celles présentées sous la rubrique « Immobilisations » atteignent 156,4 M\$. Ainsi, l'augmentation de la base de tarification est principalement causée par des additions de 46,6 M\$ liées à la mise en service de la centrale TCE - Bécancour, par des investissements de 50,0 M\$ en développement de réseau et par des investissements de 25,9 M\$ en amélioration du réseau.

Le taux de rendement sur la base de tarification correspond au coût moyen pondéré des différentes composantes de la structure de capital. Pour l'exercice financier 2007, la structure de capital est constituée de 38,5 % d'avoir ordinaire, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette. Le taux moyen du coût en capital, avant partage du gain de productivité, est de 7,58 %. Ce taux comprend, entre autres, un coût moyen de la dette de 7,071 % et un taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 8,73 %, avant bonification. Après la bonification résultant du partage du gain de productivité, le taux de rendement demandé sur l'avoir ordinaire s'établit à 9,57 % et celui sur la base de tarification à 7,90 %.

Le rendement sur l'avoir ordinaire est fixé à partir d'un mécanisme d'ajustement automatique qui a été renouvelé il y a deux ans pour une période de trois ans. **En conséquence, après partage des gains de productivité, la Régie autorise un taux de rendement sur l'avoir ordinaire de 9,57 % et un coût en capital moyen sur la base de tarification pour l'exercice 2007 de 7,90 %.**

Par ailleurs, la Régie autorise, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus pour l'exercice 2007, un coût en capital prospectif de 6,45 %. Ce taux résulte de l'application des paramètres fixés dans la décision D-97-25.

3.3 PARTICULARITÉS POUR L'ANNÉE TARIFAIRE 2007

3.3.1 VARIATION DE LA TEMPÉRATURE NORMALE

Le présent dossier tarifaire traite d'un principe nouveau : le traitement exogène de la variation de la température normale. Le Groupe de travail demande d'inclure ce nouveau facteur exogène dans le mécanisme incitatif actuel, qui prévoit à ce jour certains facteurs exogènes.

Par définition, un facteur exogène est un événement hors du contrôle de SCGM dont il est justifié de neutraliser l'impact dans le calcul des gains de productivité. Entre autres, il est ainsi prévu dans le mécanisme incitatif actuel que l'effet de la température sur les revenus doit être considéré comme un facteur exogène¹¹.

Selon SCGM, l'effet de la température sur les revenus se répercute de la manière suivante :

- écarts entre la température réelle et la température normalisée;
- variation de la moyenne mobile 30 ans, sur laquelle les prévisions de volumes de ventes sont basées dans une année donnée.

Le premier effet est pris en compte par le mécanisme incitatif actuel. Le Groupe de travail considère justifié que le distributeur soit également exempté des effets découlant de la variation de la moyenne mobile 30 ans.

D'après les données fournies par SCGM et incluses au dossier, la moyenne mobile 30 ans a diminué de 104,7 degrés-jours (15 degrés-jours par année) entre 2001, première année de mise en œuvre du mécanisme incitatif, et 2007. Sur une période de sept ans, les volumes de ventes ont baissé de $55\,919,3\ 10^3\text{m}^3$ et se répartissent comme suit :

- Tarif D_1 : $47\,531,4\ 10^3\text{m}^3$
- Tarif D_M : $8\,387,9\ 10^3\text{m}^3$

L'impact monétaire de cette baisse des volumes a été calculé sur les tarifs qui sont pris en compte par la méthode actuelle de normalisation de la température, soit les tarifs D_1 et D_M , et il repose sur les données de la dernière saison de chauffage.

Pour le tarif D_1 , les revenus de distribution ont été établis en ajoutant une consommation de $47\,531,4\ 10^3\text{m}^3$ à la prévision des ventes 2007. À l'aide des courbes ogives, soit les courbes

¹¹ Décision D-2004-51, dossier R-3494-2002, 3 mars 2004, voir cette disposition à la page 13, ligne 4 de l'entente du 5 novembre 2003.

de répartition des consommations entre les différents paliers du tarif en question, SCGM a calculé que les revenus de distribution perdus attribuables à la variation de la moyenne mobile 30 ans au cours des sept dernières années étaient de 6,1 M\$.

Pour le tarif D_M , SCGM a établi les revenus de distribution perdus attribuables à la variation de la moyenne mobile 30 ans de 2001 à 2007 à 0,4 M\$.

Ainsi, pour le dossier tarifaire 2007, le Groupe de travail demande d'inclure un facteur exogène de neutralisation de la variation de la moyenne mobile 30 ans d'un montant total de 6,5 M\$.

La Régie accepte la proposition du Groupe de travail.

3.3.2 DÉVELOPPEMENT RÉSIDENTIEL

Le plan de développement 2006-2007 présente une baisse de rentabilité du marché résidentiel par rapport à l'année dernière. SCGM mentionne que cette baisse est notamment attribuable à une meilleure connaissance des coûts réels de branchement des clients à la suite de l'implantation du système SAP. Or, ces coûts s'avèrent plus élevés que ceux utilisés dans le calcul de la rentabilité des plans de développement résidentiel précédents.

La baisse de la rentabilité du marché résidentiel se manifeste de deux façons. D'une part, en extensions de réseau, à l'égard desquels, de 2006 à 2007, le taux de rendement interne (TRI) est passé de 9,67 % à 7,44 % et le point mort tarifaire est passé de 13,66 ans à 22,64 ans. D'autre part, en densification du réseau, pour laquelle, de 2006 à 2007, le TRI a baissé de 14,22 % à 10,34 % et le point mort tarifaire a augmenté de 1 an à 8,93 ans.

Selon SCGM, la hausse des coûts réels de branchement des clients est plus que compensée par l'augmentation du volume moyen et du revenu par client¹².

Bien que cette hausse du volume moyen et du revenu par client semble encourageante, SCGM poursuit ses efforts d'amélioration de la rentabilité en revoyant à l'interne ses coûts de branchement et de ventes. De plus, le Groupe de travail propose de mettre sur pied un groupe de travail encadré par la Régie dont le mandat serait d'évaluer les démarches internes de SCGM et, si nécessaire, d'élaborer une solution tarifaire. Le Groupe de travail propose ainsi un maximum de six rencontres débutant en octobre 2006 pour se terminer en décembre

¹² Pièce B-29-SCGM-2, document 1.3, page 2.

de la même année, et ce, dans le but d'intégrer les conclusions du groupe de travail au dossier tarifaire 2008.

À la lumière des informations et données présentées, la Régie considère que la responsabilité première à l'égard de la réalisation des travaux visant à améliorer la rentabilité des interventions dans le marché résidentiel appartient à SCGM.

La Régie juge cependant acceptable que les intervenants intéressés reconnus au présent dossier puissent être consultés et autorise la création d'un groupe de travail.

La Régie demande à SCGM de présenter à ce groupe de travail un rapport sur les démarches internes entreprises pour réduire les coûts de branchement et de ventes et les résultats de ces travaux.

La Régie demande également à SCGM de présenter à ce groupe de travail les solutions envisagées pour améliorer la rentabilité du marché résidentiel en établissant et justifiant le lien avec les critères usuels de rentabilité (TRI, point mort tarifaire, etc.).

La Régie autorise ainsi un maximum de deux rencontres dont l'objet sera d'obtenir le point de vue des participants quant aux objectifs visés et aux solutions proposées. Par ailleurs, lors du prochain dossier tarifaire, le distributeur devra déposer, pour examen, un rapport sur le sujet.

L'attribution de frais à un intervenant participant aux travaux de ce groupe de travail est établie à 1 600 \$ par séance de travail.

3.3.3 DISSIDENCE DE L'ACIG SUR L'ALLÈGEMENT DES OBLIGATIONS MINIMALES ANNUELLES (OMA)

L'ACIG demande à la Régie de modifier la disposition 3.4 du tarif de transport de SCGM¹³ par la suppression de la condition « *À moins que ce soit parce qu'il a remplacé le gaz naturel par une autre source d'énergie* » pour corriger une situation qu'elle juge inéquitable. L'ACIG soumet que l'article 3.4 actuel est indûment discriminatoire pour les clients qui désirent remplacer le gaz naturel par le mazout ou une autre forme d'énergie et pour les clients interruptibles qui ne peuvent pas avoir leur propre transport¹⁴.

¹³ Texte des tarifs de SCGM, Section 4, Transport, Article 3.4 Allégements.

¹⁴ C-1-11-ACIG-Dissidence, 9 juin 2006.

La Régie partage le point de vue du distributeur voulant que le client qui choisit de consommer une autre source d'énergie a déjà un avantage financier à faire cette migration. Permettre un allègement à ce client revient à réduire le seuil du prix de l'énergie alternative au-dessous duquel il a avantage à consommer cette autre source malgré son OMA. De plus, la Régie note que l'allègement prévu à la disposition actuelle a comme objectif de préserver la base de clients et de volumes du distributeur au bénéfice de l'ensemble des clients.

Par ailleurs, l'ACIG n'a pas démontré, à la satisfaction de la Régie, l'effet positif de sa proposition sur le retour de clients au gaz naturel. En ce qui a trait à son argument relatif aux clients interruptibles qui n'ont pas la possibilité de contracter leur propre transport, la Régie considère que les clients ont le choix entre le tarif D₄ et le tarif D₅ et que ceux qui choisissent le tarif D₅ le font en tenant compte des règles applicables et de leur intérêt.

Pour ces motifs, la Régie considère que la disposition 3.4 actuelle du tarif de transport du distributeur ne constitue pas une discrimination indue et conclut qu'accepter la proposition de l'ACIG irait à l'encontre de l'équité tarifaire pour les clients qui demeurent au gaz naturel.

En conséquence, la Régie rejette la demande de l'ACIG de modifier l'article 3.4 du tarif de transport du Texte des tarifs.

3.4 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

3.4.1 MODIFICATIONS AUX TARIFS DE DISTRIBUTION D₁ ET D_M

Le Groupe de travail propose de modifier la structure tarifaire des services de distribution D₁ et D_M dans le but de poursuivre le processus entamé depuis octobre 2002¹⁵ visant à favoriser l'efficacité énergétique. Ces objectifs, décrits de façon détaillée dans le dossier tarifaire 2003, sont les suivants¹⁶ :

- simplifier la structure tarifaire, donc la facture;
- éviter les débranchements temporaires; et
- améliorer la position concurrentielle du gaz des clients à faibles volumes.

De plus, les modifications proposées aux structures tarifaires tiennent compte d'autres objectifs tels que l'impact financier chez les clients et l'impact sur le niveau d'interfinancement.

¹⁵ Dossier R-3481-2002.

¹⁶ Dossier R-3484-2002, pièce SCGM-13, document 1, section 2.

Les modifications proposées consistent à réduire les frais de base, à mettre fin à la distinction des frais de base par type de clientèle et à ajuster à la hausse les taux unitaires pour compenser la perte des revenus due à la diminution des frais de base¹⁷.

La proposition entraîne très peu de modifications sur la facture totale des clients et n'a pas d'effet négatif dans le développement du secteur résidentiel. L'impact sur le coût de service du distributeur et sur l'interfinancement est non significatif.

La Régie accepte la proposition du Groupe de travail.

3.4.2 MODIFICATIONS AU TEXTE DES TARIFS

Le Texte des tarifs déposé en preuve intègre diverses autres modifications proposées dans ce dossier tarifaire. Ces dernières visent, notamment, à préciser le texte ou à en faciliter la lecture et la compréhension.

Il est également proposé d'éliminer la clause sur les rabais transitoires¹⁸ dont la dernière tranche d'amortissement a été effectuée l'année dernière auprès des 18 clients qui en bénéficiaient.

La Régie approuve les modifications proposées au Texte des tarifs.

3.5 COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES

Le principe retenu dans le cadre du mécanisme incitatif prévoit qu'une somme annuelle d'un million de dollars sera versée dans le compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP). Les sommes versées dans ce compte doivent être utilisées pour réaliser des conversions de formes d'énergies plus polluantes vers le gaz naturel.

Tel que demandé par la Régie dans la décision D-2004-196, le Groupe de travail présente les projets réalisés en cours d'année ainsi que les objectifs pour l'année 2007. Les résultats, au 31 mars 2006, montrent que, dans l'hypothèse où tous les projets en processus de ventes se réalisent, l'enveloppe 2006 sera presque entièrement utilisée. Par ailleurs, en ce qui concerne les prévisions 2007, les ratios du marché commercial ont été réajustés, compte tenu des

¹⁷ Pièce B-65-SCGM-12, document 2, page 5.

¹⁸ Texte des tarifs de SCGM, Section 10, Article 2 Rabais transitoires.

résultats du CASEP à ce jour. SCGM prévoit l'addition de près de 330 clients pour un volume de mazout remplacé de plus de 3 450 000 litres¹⁹.

La Régie juge satisfaisantes les informations fournies par le Groupe de travail.

3.6 PROGRAMME DE FLEXIBILITÉ TARIFAIRE MAZOUT

SCGM demande à la Régie de reconduire, jusqu'au 30 septembre 2008, le programme de flexibilité tarifaire mazout 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 2008 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M.

3.7 ÉTABLISSEMENT DES TARIFS

3.7.1 AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL

Les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu requis totalisant 744 920 000 \$. Ce revenu requis correspond au revenu plafond moins la part des clients du gain de productivité réalisé, nette des sommes investies dans le Fonds d'efficacité énergétique (FEÉ).

La hausse tarifaire demandée de 5,35 % pour l'année 2007 est obtenue en comparant le revenu requis, après partage des gains de productivité, au revenu obtenu par l'application des tarifs 2006 aux volumes projetés pour l'année témoin 2007. La hausse proposée de la composante distribution s'établit à 5,92 %.

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 réintégration dans les tarifs des pertes de productivité de l'année 2002 et de l'introduction d'un facteur exogène de neutralisation de la variation de la température moyenne 30 ans.

¹⁹ Pièce B-29-SCGM-10, document 11, page 1.

Quant à la hausse du revenu requis de distribution, elle est attribuable, notamment, au redressement du trop-perçu qui avait été remboursé aux clients dans les tarifs 2006, à la baisse des éléments exogènes relatifs au compte de nivellement de la température et à l'évolution des taux d'intérêt ainsi qu'aux éléments mentionnés à la section 3.2.2. Le tableau suivant présente le détail des calculs de l'ajustement tarifaire.

TABLEAU 2
Calcul de l'ajustement tarifaire global 2007
(en 000 \$)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	467 006	13 449	173 470	97 249	751 174
Part des clients	(8 416)				(8 416)
FEÉ	2 162				2 162
Revenu requis (après partage)*	460 752	13 449	173 470	97 249	744 920
Tarifs 2005-2006**	434 987	11 911	171 805	88 427	707 130
Ajustement tarifaire	25 765	1 538	1 665	8 822	37 790
<i>Pourcentage</i>	<i>5,92 %</i>	<i>12,91 %</i>	<i>0,97 %</i>	<i>9,98 %</i>	<i>5,35 %</i>

* Revenu requis à récupérer dans les tarifs.

** Tarifs en vigueur en 2006 appliqués aux volumes projetés pour l'année témoin 2007.

Sources : Pièce B-65-SCGM-9, document 4, page 1, révision 25 août 2006.

Pièce B-65-SCGM-13, document 6, page 1, révision du 25 août 2006.

Sur la base des données soumises en preuve par le Groupe de travail, la Régie autorise une hausse tarifaire globale des tarifs de distribution, d'inventaires, de transport et d'équilibrage de 5,35 % et un revenu requis de 744 920 000 \$.

3.7.2 STRATÉGIE TARIFAIRE

Les coûts attribués à l'ajustement des inventaires (F, C, T) de même que ceux attribués au service d'équilibrage sont répartis selon le profil de consommation de chaque client à l'exception des clients au tarif D_1 . Ces derniers se voient facturer un taux mensuel moyen qui reflète le profil de l'ensemble de la clientèle de ce tarif.

Les coûts de transport et d'équilibrage sont répartis selon les méthodes approuvées par la Régie.

Le coût net du FEÉ est réparti uniformément en pourcentage des revenus de distribution des clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M , excluant le tarif fixe.

Le coût net du Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) est réparti entre les classes tarifaires selon la méthode approuvée par la Régie dans la décision D-2001-232. La répartition est appliquée par sous-tarif ou palier.

L'ajustement requis concernant le montant du trop-perçu de l'année tarifaire 2004 inclus dans les tarifs 2006, au coût de 7,5 M\$, est réparti uniformément entre les catégories de clients, autres que les clients à tarif fixe, en pourcentage des revenus de distribution.

L'effet de l'inclusion d'un nouveau facteur exogène relatif à l'ajustement de la moyenne mobile 30 ans est réparti entre les tarifs D_1 et D_M selon le facteur utilisé pour l'allocation du compte de nivellement de la température.

Tous les autres coûts additionnels de distribution sont répartis uniformément au prorata des revenus de distribution de chaque catégorie tarifaire, à l'exception des deux premiers paliers du tarif D_1 .

Une fois cette répartition complétée, les grilles tarifaires du service de distribution sont ajustées pour intégrer les modifications apportées aux structures tarifaires D_1 et D_M afin de favoriser l'efficacité énergétique.

Les rabais transitoires sur les taux de distribution aux clients des tarifs D_1 , D_4 , D_5 et D_M ont été totalement amortis depuis le dernier dossier tarifaire. Il n'y a donc aucune modification à apporter aux grilles tarifaires à ce sujet.

Les impacts de cette stratégie sur chaque catégorie tarifaire sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 3
Répartition de l'impact tarifaire

	<i>Impact - Distribution</i>	<i>Impact - TÉD⁽¹⁾</i>
Tarif D ₁	6,65 %	6,31 %
Tarif D _M	7,95 %	6,09 %
Tarif D ₃	6,42 %	4,51 %
Tarif D ₄	1,24 %	1,61 %
Tarif D ₅	1,01 %	2,66 %
TOTAL	5,92 %	5,35 %

⁽¹⁾ Transport, équilibrage et distribution (TÉD)

Source : Pièce B-65-SCGM-13, document 6, page 1, révision du 25 août 2006.

La Régie approuve la stratégie tarifaire proposée par le Groupe de travail et autorise la répartition tarifaire proposée à la pièce B-65-SCGM-13, document 6, révision du 25 août 2006.

3.8 CONCLUSION

La Régie approuve l'application du mécanisme incitatif pour l'année tarifaire 2007.

4. SUJETS TRAITÉS EN AUDIENCE

4.1 PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2007-2009

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*²⁰, SCGM 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.

²⁰ (2001) 133 G.O. II, 6037.

4.1.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

Les livraisons globales, avant interruptions, pour les années 2007 à 2009 sont présentées au tableau suivant.

TABLEAU 4
Livraisons globales de gaz naturel 2007 – 2009
(avant interruptions)
(en millions de m³)

	2007	2008	2009
Service continu	5 236,3	5 178,3	5 295,5
Service interruptible	626,6	610,8	608,6
Total	5 862,9	5 789,1	5 904,1

Source : Pièce B-22-SCGM-5, document 1, page 22.

SCGM souligne que, à la suite du démarrage d'un projet de génération électrique, les livraisons augmenteront substantiellement en 2007, mais qu'elles demeureront relativement stables entre 2007 et 2009.

4.1.2 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.

Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils. Sa stratégie vise 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. SCGM 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, SCGM 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

SCGM 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 SCGM est constitué de trois sites d'entreposage souterrain²¹, d'un contrat d'échange de gaz naturel hiver/été et de l'usine de gaz naturel liquéfié dont elle est propriétaire.

Quant à la capacité d'entreposage à Dawn, SCGM se trouve en position stratégique face aux autres intervenants en Ontario grâce à ses contrats d'entreposage étalés dans le temps avec Union Gas. Le distributeur jouit d'un droit de premier refus tant et aussi longtemps que ces capacités d'entreposage ne sont pas requises par le marché de l'Ontario.

²¹ Les sites d'entreposage souterrain sont : Dawn (Union Gas), Pointe-du-Lac et Saint-Flavien.

4.1.3 PLANIFICATION ANNUELLE 2007

Pour l'année 2007, le distributeur anticipe pour les clients en service continu une demande de pointe correspondant à une température de 44 degrés-jours (DJ), soit $31\,457\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. Afin de répondre à cette demande de pointe, le distributeur a contracté des outils pouvant desservir une consommation de $33\,367\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. 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 6,0 %. Toutefois, le distributeur compte revendre $528\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$ de transport de type FTSH²² (Dawn/EDA) au cours de l'hiver de sorte qu'il disposera pour répondre à la demande de pointe de $32\,839\,10^3\text{m}^3/\text{jour}$. La provision de pointe représente alors 4,2 % 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 2007 établie à 4,2 % après revente des capacités excédentaires de transport, soit le même niveau absolu que l'année dernière.

Transport FTLH

Pour l'été 2007, SCGM prévoit une demande totale de gaz naturel de $2\,547\,10^6\text{m}^3$. De l'approvisionnement contracté pour répondre à cette demande, il reste une capacité de transport FTLH de $152\,10^6\text{m}^3$ non utilisée²³. Le distributeur projette revendre ce surplus de transport à un prix de $1,5156\text{¢}/\text{m}^3$. Ce prix de revente est établi par le distributeur en fonction de sa lecture de la situation concurrentielle du marché ainsi que du contexte économique pour la période analysée.

SCGM justifie le niveau de $1,5156\text{¢}/\text{m}^3$ en rappelant qu'en vertu du mécanisme incitatif en place, il ne serait pas dans l'intérêt de SCGM ni de la clientèle de projeter des revenus d'optimisation au-delà d'un niveau atteignable de façon réaliste²⁴.

Par ailleurs, SCGM indique qu'une formule où le prix de revente serait établi en fonction de celui observé pour l'année précédente pourrait amener des situations où SCGM n'aurait plus aucun incitatif à dépasser sa prévision annuelle, n'en conservant alors que 25 % en contrepartie d'un risque d'assumer 100 % de la perte les années subséquentes.

L'hypothèse sur le prix de revente est utilisée pour établir le niveau des tarifs en début d'année. En fin d'année, si le prix de revente réel s'avère plus élevé que le prix projeté, les

²² Contrats auprès de divers transporteurs « *Firm Transportation Short Haul* ».

²³ Transport contracté auprès de TransCanada PipeLines Limited « *Firm Transportation Long Haul* ».

²⁴ Pièce B-37-SCGM-4, document 1.13, page 2.

revenus supplémentaires peuvent, en cas de manque à gagner, contribuer à l'atteinte de la bonification du distributeur établie en vertu du mécanisme incitatif et, en cas de trop perçu, être partagés entre la clientèle et le distributeur dans des proportions de 75 % et 25 % respectivement. Si le prix de revente réel s'avère inférieur au prix projeté, ces revenus en moins peuvent affecter l'atteinte de la bonification ou, le cas échéant, réduire le trop-perçu de fin d'année.

Tenant compte du fait que le prix de revente proposé est établi sur la même base qu'au cours des exercices précédents et des liens avec l'application du mécanisme incitatif, **la Régie accepte l'hypothèse d'un prix de revente de 1,5156 ¢/m³ présentée par SCGM.**

Cependant, la Régie considère que, pour les prochains dossiers, la détermination des prix de revente des capacités excédentaires doit être reliée de façon plus étroite avec les prix observés sur les marchés.

Il a été établi que la valeur de revente du transport FTLH est fonction du différentiel de prix de la fourniture entre Empress et Dawn corrigé du coût du gaz de compression requis pour acheminer ce gaz. SCGM présente des données mensuelles indiquant la valeur estimée du transport FTLH pour la période comprise entre octobre 2002 et avril 2006.

La moyenne avril-octobre de la valeur du transport FTLH a été au minimum de 2,86 ¢/m³ au cours des trois dernières années, comme le montre le tableau suivant compilé à partir des données mensuelles présentées par le distributeur.

Tableau 5
Valeur du transport FTLH

Année	Moyenne mensuelle-valeur du transport cents/m ³
Avril 2003-octobre 2003	2,86
Avril 2004-octobre 2004	3,72
Avril 2005-octobre 2005	4,83

Source : Compilation de la Régie à partir des données de la pièce B-37-SCGM-4, document 1.13, page 4.

Un prix de revente de 2,86 ¢/m³ pourrait constituer, sur la base de ces données, une hypothèse plausible permettant d'atteindre de façon raisonnable les objectifs recherchés. Bien que la Régie soit consciente de la nécessité de prendre en compte, à cet égard, le contexte du marché et les diverses modalités du mécanisme incitatif en vigueur, elle

considère néanmoins nécessaire de réduire la part d'arbitraire dans la détermination de ce prix et de s'assurer que ce prix reflète de façon plus étroite les prix observés sur les marchés.

Pour ces motifs, la Régie demande à SCGM de présenter, lors du prochain dossier tarifaire, pour examen et approbation, 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.

Opinion dissidente de la régisseuse Louise Rozon concernant l'établissement du prix de revente des capacités de transport FTLH

SCGM justifie l'établissement du prix de revente des capacités excédentaires de transport FTLH à 1,5156 ¢/m³ par la nécessité de poser une hypothèse de revenus « atteignables de façon réaliste » ou de revenus dont « la réalisation est raisonnablement assurée »²⁵. Toutefois, la preuve présentée par le distributeur démontre que la moyenne des prix de revente au cours des trois dernières années a été largement supérieure à 1,5156 ¢/m³. Comme le démontre le tableau présenté par mes collègues, la valeur minimale de la moyenne mensuelle du différentiel du prix du gaz entre Empress et Dawn calculé pour la période d'avril à octobre et établie pour chacune des années 2003 à 2005 s'élève à 2,86 ¢/m³. Dans ce contexte, je suis d'avis qu'un prix de revente de 2,86 ¢/m³ constituerait une hypothèse de revenu atteignable de façon réaliste pour le distributeur. Par conséquent, dans l'intérêt de l'ensemble de la clientèle du distributeur, j'établirais, dès le présent dossier tarifaire, ce prix de revente à 2,86 ¢/m³, ce qui permettrait aux clients de récupérer une part plus importante des coûts qu'ils doivent supporter.

Cela dit, j'appuie entièrement la demande de mes collègues voulant que, lors du prochain dossier tarifaire, SCGM présente une formule permettant d'établir des prix de revente des capacités excédentaires de transport reflétant de façon plus étroite les prix observés sur le marché.

Impact du facteur d'utilisation du transport FTLH inférieur à 100 %

La FCEI considère que tous les clients profitant du service de transport de SCGM, y compris ceux qui sont en achat direct, devraient supporter les conséquences d'un coefficient d'utilisation (C.U.) inférieur à 100 %, tel que prévu par SCGM. Cette situation peut

²⁵ Pièce B-37-SCGM-4, document 1.13, pages 2 et 3.

provoquer des iniquités dues à l'écart de prix hiver/été qui peut survenir. La FCEI demande donc que les livraisons, tant pour les clients en achat direct que pour les clients du gaz de réseau de SCGM, tiennent compte du C.U. du transport FTLH prévu au dossier tarifaire.

OC appuie la position de la FCEI, mais indique qu'elle n'est pas opposée à la solution avancée par SCGM en contre-preuve, soit un transfert de coûts de la fonction fourniture vers la fonction équilibrage à la condition que cette solution soit implantée pour l'année 2006-2007.

SCGM, tout en admettant que la problématique d'équité soulevée par la FCEI soit valable, souligne les difficultés inhérentes à la solution mise de l'avant par la FCEI et propose qu'un groupe de travail analyse les solutions possibles. L'ACIG appuie la position de SCGM.

La Régie considère que la problématique soulevée par la FCEI mérite d'être analysée en groupe de travail. En conséquence, elle demande au distributeur de former un groupe de travail composé de représentants des groupes de consommateurs et du personnel technique de la Régie pour analyser cette problématique.

La Régie considère également que la problématique de l'écart de prix hiver/été discutée en phase 1 et résultant des achats à Dawn doit être abordée par le même groupe de travail. À l'heure actuelle, cet écart de prix est imputé aux coûts de fourniture et par conséquent supporté par les clients en gaz de réseau. Le distributeur mentionne, en phase 1, que cet écart de coût devrait plutôt être imputé aux coûts d'équilibrage et ainsi éviter un interfinancement en faveur des clients en achats directs²⁶.

Le groupe de travail aura donc pour mandat de :

- présenter les deux problématiques;
- quantifier les impacts;
- identifier les options possibles;
- faire rapport à la Régie pour examen lors du prochain dossier tarifaire.

L'attribution de frais à un intervenant participant aux travaux du groupe de travail est établie à 1 600 \$ par séance de travail.

²⁶ Pièce B-11-SCGM-1, document 2.8, phase 1.

Transport FTSH

En ce qui concerne le prix de revente du transport FTSH, SCGM propose une hypothèse de 1,061 ¢/m³. Cette hypothèse est inférieure à celle présentée au dossier tarifaire 2006. La Régie note que le distributeur n'a pas conclu de transactions à ce titre au cours des années 2003 à 2005. Étant donné le caractère fragmentaire des informations mises en preuve²⁷ pour l'année 2006, **la Régie accepte, pour le présent dossier, l'hypothèse proposée par le distributeur, mais lui demande d'inclure à son prochain dossier tarifaire 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.**

Processus de planification

La Régie constate que l'optimisation quotidienne des approvisionnements gaziers s'est considérablement complexifiée depuis quelques années, tout particulièrement depuis l'émergence de Dawn comme point fluide d'approvisionnement. Les sources multiples d'approvisionnement conjuguées à la possibilité de transactions d'optimisation sont autant de facteurs pouvant contribuer à la minimisation des coûts d'approvisionnement.

La Régie considère que le maintien et le développement des connaissances en ces domaines fortement techniques est important. Dans cette optique, elle prévoit la tenue de rencontres entre le personnel spécialisé du distributeur et le personnel technique de la Régie. Au besoin, le distributeur pourra organiser de telles rencontres pour les intervenants intéressés.

4.1.4 PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2007-2009

La Régie juge que le plan d'approvisionnement couvrant l'horizon 2007 à 2009 est conforme aux exigences du Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement.

La Régie note que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle. Elle est satisfaite des moyens mis en œuvre pour assurer la sécurité des approvisionnements pour faire face à un scénario de forte demande. Cependant, la Régie considère qu'un certain nombre d'améliorations peuvent être apportées quant aux informations présentées lors du dépôt des plans d'approvisionnement.

²⁷ La pièce B-22-SCGM-4, document 1.6, page 2 indique un prix de revente de 6,74 ¢/m³ prévu pour les cinq mois réels et sept mois prévus de l'année tarifaire 2006.

La Régie note que la provision additionnelle de pointe²⁸ est présentée après revente des capacités excédentaires de transport FTSH. **La Régie juge qu'il est également pertinent de présenter la provision additionnelle de pointe avant revente FTSH, ou FTLH le cas échéant, et demande, par conséquent, au distributeur de présenter, dans le cadre des demandes d'approbation des plans d'approvisionnement, les provisions avant et après revente des capacités excédentaires de transport.**

La Régie note également que le distributeur présente un scénario favorable reflétant des ventes plus importantes et les ajustements qu'il apporterait alors à son plan d'approvisionnement²⁹ pour rencontrer ces besoins accrus. **La Régie est d'avis 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. Elle demande en conséquence au distributeur de présenter, lors de son prochain dossier tarifaire, un tel scénario alternatif.**

Par ailleurs, SCGM souligne en audience l'impact potentiel important du développement d'un ou de plusieurs ports méthaniers sur le fleuve Saint-Laurent³⁰. Une des préoccupations de la Régie à ce stade-ci porte sur les conséquences du renversement du flux de gaz naturel sur, entre autres, les quantités de transport FTSH et FTLH requises. **La Régie s'attend à ce 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.**

La Régie approuve le plan d'approvisionnement gazier pour l'année tarifaire 2007.

4.2 PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

Les orientations de SCGM en matière de gestion du coût du service de fourniture de gaz naturel continuent de s'articuler autour des trois objectifs suivants :

- 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;

²⁸ Pièce B-22-SCGM-5, document 6, page 1, ligne % du total approvisionnements.

²⁹ Pièce B-22-SCGM-5, document 8, page 1.

³⁰ A-25-1-R-3596-2006, Notes sténographiques (NS), 3 juillet 2006, pages 226 et 309.

- 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 SCGM 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. SCGM propose trois modifications au programme de produits financiers dérivés en vigueur.

Modification du facteur de déplacement

L'utilisation de produits financiers dérivés n'étant pas spéculative, il importe de s'assurer que les volumes protégés dans le temps ne dépassent jamais les volumes réels en service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Le facteur de déplacement permet d'établir une courbe de migration maximale des volumes en service de fourniture de gaz naturel de SCGM.

Il est possible d'établir avec une certaine assurance les volumes qui seront vendus en service de fourniture de gaz naturel par SCGM pour la prochaine année. En effet, un client qui opte pour ce service de fourniture doit le faire pour une durée minimale de 12 mois.

Pour ce qui est des années subséquentes, SCGM doit estimer le potentiel de réduction des volumes en service de fourniture de gaz naturel, c'est-à-dire le taux de migration. La tendance des dernières années a plutôt été une augmentation de la migration des volumes annuels vers le service de fourniture. Cette tendance à la hausse des dernières années a pour effet que l'application de la méthode actuelle génère des estimations biaisées.

Face à cette situation, SCGM propose de prendre un coussin de protection dont le pourcentage est déterminé selon l'historique des variations, en valeur absolue, du volume en service de fourniture de gaz naturel.

Le taux de migration proposé est de 10 %, soit la moyenne des variations annuelles, en valeur absolue, des volumes réels en service de fourniture depuis octobre 2000. Ce niveau procure à SCGM une zone de confort raisonnable pour éviter que, dans le temps, les volumes protégés excèdent les volumes réels.

Conséquemment, le taux de migration passe de 9,39 % pour l'année 2006 à 10 % pour 2007. Par ailleurs, le volume projeté du service de fourniture de gaz naturel de SCGM pour 2007 est de $2\,878\,10^6\text{m}^3$ (109,039 PJ). À partir de ces hypothèses, les facteurs de déplacement annuels proposés sont présentés au tableau suivant.

TABLEAU 6
Facteurs de déplacement annuel

Année	Taux de migration	Volumes de service de fourniture de gaz naturel de SCGM		Facteur de déplacement
		(PJ)	(10 ⁶ m ³)	
1		109 039	2 878	100 %
2	10 %	98 135	2 590	90 %
3	10 %	88 322	2 331	81 %
4	10 %	79 490	2 098	73 %

Source : Pièce B-22-SCGM-6, document 1, page 10.

Augmentation du prix maximal pour les contrats d'échange et du plancher des colliers

SCGM recommande de mettre à jour le prix maximal pour les contrats d'échange et le plancher des colliers en le faisant passer de 7,41 \$/GJ à 8,35 \$/GJ à AECO dans le but de maintenir une marge de manœuvre suffisante tout en restant très compétitive.

Avec un prix de 8,35 \$/GJ, SCGM démontre que ses tarifs sont compétitifs avec ceux offerts par Hydro-Québec Distribution pour plus de 91 % de la clientèle commerciale en service de fourniture. SCGM soumet que pour être compétitive auprès de 100 % de la clientèle commerciale, elle devrait utiliser un prix maximal de 7,56 \$/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.

Augmentation du prix maximal des options

SCGM recommande que le prix d'exercice maximal des options soit augmenté de 12 \$/GJ à 13 \$/GJ, à l'achat. Cette augmentation du prix maximal permettrait une plus grande marge de manœuvre dans un contexte de prix élevés et de grande volatilité des prix. Selon le distributeur, la marge de manœuvre additionnelle permise par un prix d'exercice maximal pour les options d'achat à 13 \$/GJ s'avère nécessaire pour faire face aux prix élevés du gaz et à leur plus grande volatilité.

La Régie note que les modifications proposées respectent les principaux objectifs du programme de produits financiers dérivés.

La Régie considère que les explications présentées par le distributeur quant aux conditions de marché très volatiles et quant aux prix très élevés sont pertinentes dans le présent contexte gazier. L'augmentation des balises relatives au prix maximal d'exercice a pour avantage de mieux refléter la réalité du marché.

La Régie approuve les trois modifications proposées et en conséquence approuve pour l'exercice financier 2007 le programme de produits financiers dérivés tel que présenté à la pièce B-22-SCGM-6, document 1, page 3.

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.

4.3 PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

4.3.1 SUIVI 2006

SCGM mentionne que, après six mois d'opération, les objectifs d'économie de gaz seront globalement atteints pour l'année tarifaire 2006. Cependant, le tableau suivant montre que les résultats par type de clientèle seront vraisemblablement différents des prévisions initiales. En effet, un dépassement des objectifs d'économies de gaz des clientèles résidentielle ainsi que commerciale, institutionnelle et industrielle (CII) est à prévoir. Par contre, la clientèle des ventes aux grandes entreprises (VGE) présente un retard important.

En termes de suivi budgétaire, le tableau suivant indique un dépassement du budget associé aux programmes destinés à la clientèle CII. Un dépassement est également anticipé pour la clientèle résidentielle.

SCGM expose par ailleurs que les résultats du PGEÉ, ainsi que les dépenses qui y sont associées, croissent annuellement depuis la mise en oeuvre de ce dernier³¹.

³¹ Pièce B-52-SCGM-10, document 14, pages 3 et 4.

Tableau 7
Rapport de suivi du PGEE 2006 au 31 mars 2006³²

Clientèle <i>Autres activités</i>	Prévisions (12 mois)			Réel (6 mois)		
	Participants (n)	Économies (m ³)	Budgets (\$)	Participants (n)	Économies (m ³)	Dépenses (\$)
Résidentielle	4 263	1 192 295	1 241 000	4 042	1 136 194	1 050 450
CII	1 395	11 326 193	3 160 227	1 001	8 386 439	3 599 540
VGE	135	10 982 125	1 526 864	7	1 807 354	271 908
<i>Programmes intangibles</i>			275 833			86 961
<i>Recherches</i>			395 000			82 018
Total	5 793	23 500 613	6 598 925	5 050	11 329 988	5 090 877
Clientèle <i>Autres activités</i>	Taux de réalisation					
	Participants (%)		Économies (%)		Dépenses (%)	
Résidentielle	95 %		95 %		85 %	
CII	72 %		74 %		114 %	
VGE	5 %		16 %		18 %	
<i>Programmes intangibles</i>					32 %	
<i>Recherches</i>					21 %	
Total	87 %		48 %		77 %	

L'UMQ souligne que le suivi actuel ne permet pas de distinguer les résultats spécifiques des diverses clientèles CII. SCGM indique à cet égard que les approches destinées à chaque marché sont constamment revues par le biais des stratégies développées.

En réponse à certaines interrogations de la Régie, SCGM indique que ses outils actuels de suivi ne lui permettent pas d'apparier les participants de chaque programme, ni les montants investis par programme, au tarif de ces participants. Le distributeur fait preuve d'ouverture quant à cet aspect; il rappelle que l'impact sur les tarifs est calculé chaque année et que l'allocation des coûts du PGEE est faite en fonction de la répartition de la clientèle³³.

Par ailleurs, la FCEI signale avoir constaté, au dossier R-3591-2005, un dépassement des budgets du PGEE. Elle déplore le manque de rigueur de SCGM à cet égard et affirme que le processus d'entente négociée repose notamment sur le respect des budgets. La FCEI propose que tout dépassement budgétaire, pour une clientèle donnée, ne soit pas comptabilisé pour les fins de calcul du mécanisme d'ajustement pour perte de revenus (MAPR). L'ACIG se questionne également sur le dépassement budgétaire observé ainsi que sur l'opportunité, pour la Régie, d'approuver les budgets annuels du PGEE.

³² Pièce B-22-SCGM-10, document 2, page 2.

³³ Pièce A-25-2-R-3596-2006, NS, 4 juillet 2006, pages 115 et 116; pièce B-29-SCGM-13, document 6, page 2.

La Régie constate que la segmentation des données recueillies ne permet pas à SCGM d'identifier adéquatement les coûts impliqués ou les approches à privilégier pour chaque segment de clientèle. Les outils actuels de cueillette des données de suivi du PGEÉ ne permettent pas de connaître le tarif des participants, bien que la méthode d'allocation des coûts du PGEÉ prévoit que les montants réellement accordés à chaque client en termes d'aide financière soient alloués directement par tarif³⁴.

Considérant l'ouverture de SCGM à cet égard, **la Régie demande que la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants soient ajoutées à la base de données recueillies aux fins du suivi du PGEÉ, dès la demande d'approbation du budget pour l'année 2008.** Un tableau de bord supplémentaire à ceux actuellement utilisés devra indiquer, pour chacun des programmes du PGEÉ, le nombre de participants, les sommes accordées en subvention et les économies de gaz réalisées, en lien avec chacune des catégories utilisées lors de la répartition tarifaire³⁵. Ces données devront être présentées par type de clientèle : résidentielle, CII et VGE.

La Régie prend acte de l'atteinte globale des objectifs fixés dans le cadre du dossier R-3559-2005. Cependant, tenant compte des résultats partiels en date du 31 mars 2006, du niveau des dépenses y étant associées et de la grande variabilité des résultats annuels, la Régie invite SCGM à porter une attention particulière à la qualité des prévisions à la base de l'établissement du budget annuel, dans le cadre des futures demandes de budget du PGEÉ.

La Régie n'examine pas, dans le présent dossier, les modalités du mécanisme incitatif de SCGM qui encadrent les aspects budgétaires du PGEÉ. Cependant, le budget annuel du PGEÉ demeure soumis à l'approbation de la Régie et SCGM doit faire état des dépenses réelles pour chacun des programmes du PGEÉ lors de l'examen de son rapport annuel. Bien qu'une certaine flexibilité budgétaire puisse être souhaitable, étant donné notamment la difficulté de prévoir les taux de participation de la clientèle, les écarts entre les budgets et les dépenses réelles doivent être justifiés.

Enfin, la Régie demande qu'à compter de la demande d'autorisation du budget 2008 du PGEÉ, la méthode d'allocation des coûts du PGEÉ et du MAPR³⁶ tienne compte des données réelles, lorsque disponibles, par catégorie tarifaire.

³⁴ Dossier R-3559-2005, pièce SCGM-12, document 14, pages 18 et 19 : Méthodes et calculs des facteurs d'allocation.

³⁵ Pièce B-22-SCGM-10, document 2; pièce B-29-SCGM-13, document 6.

³⁶ Pièce B-29-SCGM-13, document 6.

4.3.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2007

Dans le contexte de la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement du Québec³⁷, la Régie prend acte de l'objectif fixé par SCGM pour le PGEÉ 2006-2009. Ainsi, SCGM prévoit des économies d'énergie cumulatives, sur toute la durée de vie utile des mesures, de plus de 771,4 Mm³, soit une économie monétaire nette de 364,6 M\$ pour l'ensemble des participants³⁸.

Pour le PGEÉ 2007, SCGM prévoit des économies d'énergie de plus de 17 Mm³, ce qui correspond à une économie monétaire nette de 112,4 M\$ pour les participants. Afin de mettre en œuvre le PGEÉ 2007, le budget demandé par SCGM s'élève à 7,9 M\$, dont 6,2 M\$ d'aide financière et 1,6 M\$ de frais d'exploitation. À titre de comparaison, la prévision budgétaire pour 2007 du PGEÉ 2005-2008 était de 7,2 M\$.

La Régie autorise le budget demandé pour l'année 2007.

4.3.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

SCGM dépose le résultat des tests de rentabilité du PGEÉ. La Régie constate que tous les programmes du PGEÉ 2006-2009 sont rentables, exception faite du projet-pilote *PE113 Chauffe-eau instantané*. Le test du coût total en ressources (TCTR) s'élève à près de 148 M\$, ce qui est comparable au TCTR du PGEÉ 2005-2008. Le test du participant (TP) s'élève pour sa part à près de 365 M\$³⁹.

OC souligne que le test de neutralité tarifaire (TNT) est négatif pour tous les programmes, à hauteur de 61,5 M\$ pour l'ensemble du PGEÉ, ce qui signifie que l'effet du PGEÉ 2006-2009 est négatif pour les non-participants. OC s'inquiète que la clientèle des ménages à revenu modeste subisse une augmentation de sa facture de gaz naturel, en lien avec le PGEÉ auquel elle ne peut participer. La Régie partage la préoccupation d'OC concernant les non-participants et, plus précisément, la clientèle des ménages à revenu modeste. La Régie aborde cette problématique à la section *Modifications aux programmes*.

SCGM soumet que le ratio du coût des programmes tangibles sur les économies cumulatives est de 0,0318 \$/m³ économisé, en hausse par rapport au PGEÉ 2005-2008, où ce ratio était de 0,0201 \$/m³. **La Régie demande à SCGM, pour des fins de comparaison avec**

³⁷ *L'énergie pour construire le Québec de demain – La stratégie énergétique du Québec 2006-2015*; MRNF, 2006.

³⁸ Pièce B-22-SCGM-10, document 1, page 4.

³⁹ Pièce B-22-SCGM-10, document 2, page 10; dossier R-3559-2005, pièce SCGM-9, document 2, page 10. Le TCTR du PGEÉ 2005-2008 s'élevait à 148,8 M\$.

d'autres distributeurs d'ajouter au *Tableau VII.2 : Coûts des programmes*, une ligne présentant le ratio, en $\$/m^3$, du PGEÉ total incluant les coûts des programmes intangibles, même si ces derniers n'entraînent pas d'économie de gaz⁴⁰.

4.3.4 IMPACT TARIFAIRE ET PERTES DE REVENUS

L'impact total du PGEÉ 2007 présenté par SCGM est d'un peu plus de 2,8 % sur les revenus de distribution et de plus de 0,7 % sur les revenus totaux⁴¹.

SCGM ne croit pas pertinent de développer des indicateurs permettant d'évaluer l'impact du PGEÉ par catégorie tarifaire. L'ACIG, la FCEI et OC suggèrent un mécanisme permettant de s'assurer de l'adéquation entre les coûts du PGEÉ pour les différentes clientèles et les bénéfices retirés directement par ces clientèles. La Régie juge nécessaire de disposer des données permettant de comparer l'effort requis des clients. Ces informations permettront de valider si toutes les clientèles sont adéquatement ciblées et si le fardeau qui leur incombe demeure raisonnable. L'ajout de la catégorie tarifaire des participants à la base de données recueillies aux fins du suivi du PGEÉ et l'ajustement demandé à la méthode d'allocation des coûts du PGEÉ permettront à SCGM de **fournir, dès la demande d'approbation du budget 2008 du PGEÉ, l'impact de ce dernier par catégorie tarifaire.**

À la suite d'une validation de la durée de vie des mesures, SCGM propose de ne plus comptabiliser les économies d'énergie de certains programmes du PGEÉ 2002. En tenant compte de cette proposition, pour 2007, les pertes de revenus globales du PGEÉ de SCGM se chiffrent à 5,8 M\$. **La Régie accepte cette proposition.**

Compte tenu de la variation observée entre les projections du PGEÉ et les résultats obtenus par type de clientèle, la Régie s'interroge sur la pertinence de répartir les données réelles du MAPR et du compte de frais reportés (CFR) sur la même base que celle utilisée dans les projections. **La Régie demande à SCGM, à compter de la demande d'approbation du budget 2008 du PGEÉ, d'allouer le MAPR et le CFR selon les résultats réels, pour chaque sous-catégorie tarifaire⁴².**

Comme mentionné dans la décision D-2005-171, la Régie juge nécessaire de disposer d'indicateurs afin de mesurer l'impact de l'ensemble des mesures en efficacité énergétique

⁴⁰ Pièce B-22-SCGM-10, document 2, page 12.

⁴¹ Cet impact est basé sur des revenus de distribution de 420,77 M\$ et des revenus annuels totaux de 1,59 milliard de dollars.

⁴² Modifier les facteurs d'exclusion de la pièce B-29-SCGM-9, document 6, page 12, ainsi que la pièce B-22-SCGM-10, document 2, page 17, puis intégrer ces résultats à la pièce B-29-SCGM-13, document 6.

sur les revenus de distribution et les revenus totaux du distributeur. Il importe également de pouvoir comparer les efforts de SCGM à ceux d'autres distributeurs.

La Régie a pris connaissance des diverses propositions du distributeur et des intervenants à cet égard. Quant à la prise en compte du MAPR, la Régie juge opportun d'établir cette mesure sur la base des pertes de revenus annualisées occasionnées par la nouvelle cohorte de participants, plutôt que sur une base différentielle par rapport à l'année précédente. Par ailleurs, la prise en compte des CFR n'apparaît pas nécessaire puisque, d'une part, ils représentent l'écart entre les projections et les résultats de l'année précédente et, d'autre part, ils ne correspondent pas à l'effort annuel occasionné par les nouveaux participants. Enfin, en ce qui concerne le FEÉ, la Régie considère que la contribution à ce fonds doit être prise en compte pour mesurer l'effort global des clients aux diverses mesures d'efficacité énergétique.

En conséquence, la Régie demande à SCGM de présenter annuellement, dès la demande d'autorisation du budget 2008 du PGEÉ, les indicateurs suivants :

- 1) L'impact annuel de l'efficacité énergétique sur les tarifs :

Cet indicateur doit comptabiliser, pour une année donnée, les coûts du PGEÉ et du MAPR annualisé pour les participants de l'année ainsi que la contribution au FEÉ, mais doit exclure les CFR.

Cet impact doit être présenté comme actuellement, par marché, ainsi que par catégorie tarifaire tel qu'illustré à la pièce B-65-SCGM-13, document 6, révision du 25 août 2006.

- 2) L'impact global de l'efficacité énergétique sur les tarifs :

Tel que proposé par certains intervenants, il importe de développer un indicateur global tenant compte des pertes de revenus cumulatives prises en compte dans la détermination annuelle des tarifs. À cet égard, la Régie note que les informations présentées à la pièce B-65-SCGM-13, document 6, révision du 25 août 2006, permettent d'établir un tel indicateur. Dans la mesure où les ajustements demandés par la Régie quant à l'application des résultats réels au calcul du MAPR sont apportés et que les coûts de la contribution au FEÉ sont inclus, ces données constituent un indicateur représentatif de l'impact tarifaire global⁴³.

⁴³ Pièce B-65-SCGM-13, document 6, révision du 25 août 2006 (la sommation des colonnes 13 et 18).

Ces deux indicateurs doivent être calculés sur la base des revenus de distribution et des revenus totaux de SCGM, ces derniers incluant une approximation des revenus qui seraient générés par les clients assurant leurs propres transport ou fourniture et gaz de compression.

Sur la base de ces deux indicateurs, il sera possible de suivre adéquatement l'effort exigé des clients pour financer les mesures en efficacité énergétique et d'effectuer des comparaisons valables avec d'autres distributeurs.

4.3.5 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

La Régie approuve les modifications apportées par SCGM aux programmes du PGEÉ.

Entre autres, l'aide financière accordée pour le programme *PE103 Thermostat électronique programmable* passe de 75 \$ à 30 \$, pour tous les segments de marché visés, en vue de réduire le taux d'opportunité associé à ce programme. La Régie ne retient pas la proposition du GRAME en ce qui a trait à l'utilisation de coupons rabais postaux. Le GRAME n'a pas démontré de façon suffisante que cette mesure est appropriée pour le secteur gazier.

Par ailleurs, le projet pilote *PE114 Chauffe-eau à condensation* du PGEÉ est abandonné, compte tenu du faible intérêt des installateurs plombiers et de la rareté des distributeurs de ces chauffe-eau.

Enfin, les paramètres des programmes *PE208 Étude et encouragement à l'implantation (affaires)* et *PE211 Étude et encouragement à l'implantation (grande entreprise)* sont ajustés pour tenir compte des résultats de l'évaluation.

En ce qui concerne le programme *PE113 Chauffe-eau instantané*, la Régie demande à SCGM d'ajuster, dès le prochain rapport annuel, les économies d'énergie sur la base de la consommation de gaz pour fins de chauffage de l'eau.

Comme le marché municipal éprouve des problèmes à implanter des mesures en efficacité énergétique, l'UMQ estime qu'il serait utile et équitable d'élaborer non seulement des programmes spécifiques, mais plutôt des modalités adaptées à ce marché dit « à problème »⁴⁴. SCGM propose d'ajuster les approches institutionnelles afin qu'elles permettent de mieux rejoindre la clientèle municipale, dès la demande d'approbation du

⁴⁴ Pièce C-10-8-UMQ-Preuve, page 3.

budget 2008 du PGEÉ. La Régie accueille cette proposition et demande à SCGM de la mettre en application dès la demande d’approbation du budget 2008 du PGEÉ.

OC demeure préoccupée du fait que la clientèle des ménages à revenu modeste soit confrontée à des barrières quant à l’accessibilité aux programmes. L’intervenante souligne qu’aucun programme du PGEÉ ne cible directement ces consommateurs, qui doivent néanmoins subir des augmentations de leurs factures de gaz naturel dues à ce PGEÉ. Pour 2007, OC évalue à 1,92 % la proportion des budgets combinés du PGEÉ et du FEÉ destinée aux ménages à revenu modeste. Cette proportion passe à 1,73 % pour la période 2006-2009. À cet égard, SCGM soutient que la mission du FEÉ implique que ce dernier consacre une partie de ses ressources à la clientèle des ménages à revenu modeste. SCGM collabore avec le FEÉ, mais ce dernier est le principal responsable des interventions destinées à cette clientèle.

Vu la faible proportion du budget alloué à la clientèle des ménages à revenu modeste dans le cadre du PGEÉ, la Régie invite SCGM à faire plus d’efforts à cet égard. Le fait que la mission du FEÉ cible les ménages à revenu modeste ne justifie pas que ces derniers ne soient pas visés spécifiquement par le PGEÉ. La Régie considère que cette clientèle spécifique doit être ciblée par une intervention distincte pour assurer sa participation. Dans un contexte où la stratégie énergétique du gouvernement du Québec insiste sur l’importance d’intégrer la clientèle des ménages à revenu modeste aux efforts d’efficacité énergétique, **la Régie demande à SCGM, en collaboration avec les intervenants concernés, de développer une nouvelle activité, intervention ou approche qui soit destinée à cette clientèle et d’en faire rapport dans le cadre de l’approbation du budget 2008.** Il importe cependant que SCGM collabore avec le FEÉ afin d’éviter les dédoublements possibles.

4.3.6 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

La Régie prend acte du dépôt des rapports d’évaluation des programmes *PE103 Thermostat électronique programmable*, *PE208 Étude et encouragement à l’implantation* (affaires) et *PE211 Étude et encouragement à l’implantation* (grande entreprise). Elle note l’intention de SCGM de poursuivre sa démarche en évaluant, au courant de l’année 2007, les programmes *PE101 Générateur d’air chaud 3^e génération* et *PE102 Générateur d’air chaud 3^e génération NC*, si le nombre de participants le justifie. De plus, **la Régie demande à SCGM d’évaluer le programme *PE113 Chauffe-eau instantané* incluant notamment une validation des gains énergétiques qui y sont associés.** SCGM devra déposer ces rapports d’évaluation dans le cadre de la demande d’autorisation du budget 2008 du PGEÉ.

SCGM indique qu'elle priorise, à chaque année, les programmes dont les enjeux sensibles justifient une évaluation et qu'elle soumet son plan d'évaluation en groupe de travail. Elle est cependant ouverte à l'élaboration d'un plan plus précis soumis pour approbation à la Régie⁴⁵. Dans ce contexte, **la Régie demande à SCGM, dans le cadre de la demande d'approbation du budget 2008 du PGEÉ, de déposer une mise à jour du calendrier d'évaluation du PGEÉ. Ce calendrier doit préciser, pour chaque programme, le nombre minimal de participants requis ainsi que le moment prévu de l'évaluation, tenant compte d'un cycle complet d'évaluation de trois ans. L'évaluation des programmes industriels doit être prioritaire, vu l'ampleur des économies d'énergie et des sommes qui y sont associées.**

OC propose que la Régie exige une vérification externe du calcul des économies volumétriques, du MAPR, et des CFR qui s'y rapportent, sur une base annuelle. Une vérification externe du calcul des économies volumétriques du FEÉ est aussi recommandée.

Il importe à la Régie que les données servant au calcul des pertes de revenu reflètent adéquatement la réalité. À cet égard, la Régie note que l'évaluation des programmes et l'évaluation du potentiel technico-économique sont déjà réalisées, en bonne partie, par des consultants externes. Les coûts supplémentaires associés à une telle démarche et les gains pouvant en découler n'ayant pas été démontrés de façon suffisante, la Régie ne retient pas la proposition d'OC dans le contexte actuel.

4.3.7 SUIVI DES DÉCISIONS ANTÉRIEURES DE LA RÉGIE

La Régie prend acte du dépôt des rapports d'évaluation du potentiel technico-économique d'économie d'énergie pour les marchés résidentiel et CI, en suivi de la décision D-2005-171. **Elle autorise SCGM à reporter le dépôt du rapport d'évaluation du potentiel pour la clientèle industrielle à la demande d'approbation du budget 2008 du PGEÉ. Ce rapport doit être déposé suffisamment d'avance pour que la Régie et les intervenants disposent du temps nécessaire à son étude, que le PGEÉ soit traité en sujet d'audience ou inclus au PEN.**

La Régie prend également acte du dépôt de l'étude de balisage de l'Association canadienne du gaz (ACG-CGA) et de l'étude sur les coûts évités en suivi de la décision D-2005-171.

Le ROEÉ souligne que les investissements dans le renforcement du réseau de distribution sont basés sur des données historiques et non prospectives. Or, l'étude sur les coûts évités

⁴⁵ Pièce A-25-2-R-3596-2006, NS, 4 juillet 2006, pages 163 à 165.

précise que plusieurs secteurs du réseau de distribution sont près d'atteindre leur capacité maximale, alors que le réseau avait une capacité excédentaire il y a quelques années. Dans ces conditions, l'intervenant s'interroge sur l'opportunité d'utiliser des coûts historiques, puisque ces derniers représentent la réalité passée du réseau et non sa réalité actuelle. **La Régie demande à SCGM, dans le cadre de la prochaine révision des coûts évités, prévue pour 2009, de préciser la proportion de saturation du réseau, ainsi que les zones concernées, afin de justifier le choix de données historiques ou prospectives.**

4.4 FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

4.4.1 SUIVI 2006

Dans le cadre de son Plan d'action 2006 (Plan d'action), le FEÉ a augmenté le niveau d'aide financière d'un certain nombre de ses programmes en vue, notamment, d'en harmoniser les paramètres à ceux des programmes du PGEÉ d'Hydro-Québec Distribution.

Après cinq mois d'opération, les dépenses du FEÉ s'élèvent à 1,3 M\$, soit 38 % du budget de 3,3 M\$ autorisé. En réaction aux préoccupations formulées par la FCEI quant aux résultats obtenus auprès de la clientèle CII, les représentants du FEÉ indiquent qu'après neuf mois, plus de 130 clients CII ont bénéficié d'une aide financière, ce qui correspond à près de 82 % de l'objectif 2006 pour cette clientèle. En termes d'économie d'énergie, le FEÉ souligne que l'objectif de 3,3 Mm³ « est atteint à 100 % au moment où on se parle, et donc sera dépassé pour l'ensemble de l'année »⁴⁶.

Le FEÉ demande l'autorisation de simplifier son rapport d'étape, afin que ce dernier prenne la forme d'un tableau récapitulatif et de ne plus présenter la section des commentaires.

La Régie prend acte des résultats obtenus par le FEÉ en 2006 et de l'atteinte des objectifs fixés. Afin de permettre au FEÉ d'affiner ses prévisions, **la Régie demande que la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants soient ajoutées à la base de données recueillies aux fins du suivi du FEÉ, dès la demande d'autorisation du budget 2008. La Régie accepte la demande du FEÉ de simplifier son rapport d'étape, mais demande que ce dernier inclue les nouvelles informations demandées et que le FEÉ justifie toute modification apportée à son Plan d'action. Par ailleurs, la Régie demande, en vue d'un examen plus approfondi, que les résultats du**

⁴⁶ Pièce A-25-2-R-3596-2006, NS, 4 juillet 2006, pages 207 à 209.

Plan d'action du FEÉ soient présentés, pour chacune des clientèles, selon les catégories définies dans sa mission et tenant compte des volumes consommés⁴⁷.

4.4.2 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ET BUDGET DEMANDÉ EN 2007

Compte tenu des résultats obtenus en 2006, le FEÉ se fixe un objectif d'économie d'énergie annuel de 3,4 Mm³ de gaz naturel pour 2007, ce qui correspond à des économies totales de 11,1 Mm³ de gaz naturel à l'horizon 2009. Pour atteindre l'objectif 2007, le Plan d'action requiert des investissements de 3,4 M\$⁴⁸. Le FEÉ demande plus de flexibilité pour la gestion de ses programmes et propose de mettre en commun ses ressources téléphoniques avec celles de SCGM en vue d'économie d'échelles.

Dans le contexte de la nouvelle stratégie énergétique du gouvernement du Québec, la Régie prend acte de l'objectif du Plan d'action 2007. **Elle autorise le budget demandé aux fins de l'implantation de ce Plan d'action. Par ailleurs, la Régie accepte la demande d'une plus grande flexibilité dans la gestion de ses programmes. Cette flexibilité ne doit toutefois pas impliquer la mise en place de nouveaux programmes, ni le dépassement du budget global. Enfin, pour faciliter le suivi des indicateurs relatifs aux efforts globaux de SCGM en matière d'efficacité énergétique, la Régie demande au FEÉ, dans le cadre de la demande d'approbation du budget 2008, de présenter l'allocation de son budget suivant le format utilisé pour la répartition tarifaire.**

4.4.3 RENTABILITÉ DES PROGRAMMES

Pour l'ensemble des programmes, le ratio en \$/m³ de gaz naturel économisé s'élève à 0,75. Les programmes destinés à la clientèle résidentielle et sociocommunautaire affichent un ratio de 0,99 \$/m³ pour l'année 2007. Pour le secteur CII, ce ratio est de 0,67. Pour donner suite à certaines demandes de la Régie, le FEÉ prévoit être à même de terminer l'exercice de calcul de la rentabilité des programmes transférés du PGEÉ au FEÉ avant la fin de 2006.

Compte tenu de la nature de ces programmes, **la Régie demande au FEÉ de déposer les résultats de l'exercice de calcul de la rentabilité des programmes transférés du PGEÉ au FEÉ, ou pour le moins l'état d'avancement du dossier, lors de son rapport annuel 2006. Elle demande, en outre, au FEÉ de mettre à jour cette analyse de rentabilité dans le cadre des demandes d'approbation de budget futures.**

⁴⁷ Décision D-2004-51, dossier R-3494-2002, 3 mars 2004, rapport final des participants, pages 22 et 23.

⁴⁸ Pièce B-56-SCGM-10, document 13, pages 4 et 47, révision du 4 juillet 2006.

4.4.4 MODIFICATIONS AUX PROGRAMMES

Le Plan d'action 2007 prévoit la mise en oeuvre de 22 programmes, soit deux de plus que le Plan d'action 2006. La clientèle résidentielle est desservie par 15 programmes, dont quatre visent spécifiquement les ménages à revenu modeste et deux visent le milieu sociocommunautaire. Sept programmes sont destinés à la clientèle CII. Le FEÉ n'apporte pas de modifications majeures aux programmes. Les dégroupements et les ajustements mineurs proposés s'inspirent des résultats d'évaluation. **La Régie approuve ces modifications.**

Le GRAME souligne que les bâtiments religieux sont considérés comme faisant partie du CII, bien qu'ils aient bénéficié du programme résidentiel *PS220 Installations de panneaux réflecteurs de chaleur dans les bâtiments sociaux communautaires et religieux*, plutôt que du programme *PC430 Aide financière à l'achat et à l'installation de panneaux réflecteurs de chaleur*. Le GRAME constate que ce choix fausse les résultats du suivi. **La Régie retient la proposition du GRAME et demande au FEÉ de réallouer la clientèle des bâtiments religieux au marché CII.**

OC propose que les efforts destinés à la clientèle à revenu modeste soient rehaussés. Or, il appert que ni SCGM, ni le FEÉ, ne connaissent réellement la proportion de ce type de client au sein de leur clientèle. Le FEÉ précise avoir mis sur pied quatre programmes destinés directement à la clientèle à revenu modeste. De plus, deux autres programmes qui s'adressent à la clientèle sociocommunautaire rejoignent aussi ces clients à revenu modeste.

Compte tenu de la faible proportion du budget alloué aux interventions spécifiquement destinées à la clientèle à revenu modeste, et dans un contexte où la stratégie énergétique vise spécifiquement cette clientèle, **la Régie invite le FEÉ à investiguer, à l'aide des intervenants concernés, les avenues et les pistes de solutions permettant d'assurer une meilleure participation de cette clientèle particulière. Cette demande doit faire l'objet d'un suivi dans le cadre de la demande d'approbation du budget 2008.**

4.4.5 ÉVALUATION DES PROGRAMMES

La Régie prend acte du dépôt du rapport d'évaluation des programmes du FEÉ. Afin d'uniformiser la démarche d'évaluation des programmes d'efficacité énergétique de SCGM et du FEÉ, **la Régie demande au FEÉ, dans le cadre de sa demande d'approbation du budget 2008, de déposer une mise à jour de son calendrier d'évaluation.** Ce calendrier doit préciser, pour chaque programme, le nombre minimal de participants requis, ainsi que le moment prévu de l'évaluation, tenant compte d'un cycle complet d'évaluation de trois ans.

4.5 TARIF D'ÉQUILIBRAGE

Le groupe de travail sur la révision de la structure tarifaire du distributeur expose quatre pistes de solution⁴⁹ afin de répondre à la clientèle qui trouve complexe la structure tarifaire du service d'équilibrage.

Le groupe de travail constate qu'en simplifiant la formule actuelle, certains profils particuliers de consommation ayant des effets directs sur les coûts d'équilibrage ne seraient plus captés par client et seraient plutôt facturés à l'ensemble. Or, il est important que le tarif d'équilibrage continue de capter le mieux possible le profil de consommation de chaque client pour respecter le principe d'utilisateur payeur et pour envoyer le bon signal de prix en période de pointe. En conséquence, le groupe de travail conclut que le maintien de la structure tarifaire actuelle pour le service d'équilibrage est préférable à toute modification.

SCGM propose toutefois de développer les outils de vulgarisation suivants pour permettre aux clients de mieux comprendre le tarif :

- modifier la forme du texte du tarif d'équilibrage pour en faciliter la première lecture;
- rédiger des fiches descriptives pour les services offerts, dont celui de l'équilibrage;
- développer un logiciel de simulation du service d'équilibrage pour idéalement le rendre disponible à la clientèle via Internet.⁵⁰

La Régie accepte la proposition du distributeur de maintenir la structure actuelle du service d'équilibrage et de poursuivre ses efforts de vulgarisation du tarif afférent.

Par ailleurs, la méthode actuelle, basée sur un calcul de prix établi annuellement en fonction des volumes réels consommés par le client lors de la dernière année, amène un décalage entre le moment de la consommation et celui de la facturation. Pour éviter ce décalage, SCGM propose d'offrir aux clients la possibilité d'un règlement sur la dernière facture de l'année. Cette méthode revient à l'application d'une 13^e facture⁵¹. Tous les clients auraient la possibilité de choisir cette méthode de facturation, à l'exception des clients en service de distribution D₁ assujettis à un prix unitaire moyen et des clients n'ayant pas 12 mois d'historique complet ou dont la consommation de ces 12 mois est nulle au moment du calcul du règlement.

⁴⁹ Pièce B-22-SCGM-12, document 1, pages 6 à 12.

⁵⁰ Pièce B-22-SCGM-12, document 1, pages 20 à 22.

⁵¹ Pièce B-22-SCGM-12, document 1, page 13.

Afin d'éviter les migrations fréquentes d'une méthode de facturation à l'autre, le distributeur propose la mise en place de règles d'application précises pour préserver l'équité entre les clients⁵².

Pour la première année d'application de la nouvelle méthode de facturation, le distributeur propose l'ajout d'une disposition transitoire au Texte des tarifs afin que l'échéance du 1^{er} octobre 2006 soit reportée au 1^{er} janvier 2007. Cette proposition a pour objectif de permettre aux clients du distributeur de prendre connaissance de la nouvelle option qui leur est offerte et de demander qu'un règlement soit fait sur la dernière facture de l'année, le cas échéant.

La Régie accepte la méthode de règlement du service d'équilibrage proposée par SCGM comme solution alternative de facturation pour les clients utilisant le service d'équilibrage du distributeur, ainsi que la mise en place des règles d'application proposées. Pour la première année d'application, la Régie accepte l'ajout d'une disposition transitoire au Texte des tarifs du distributeur afin que l'échéance du 1^{er} octobre 2006 pour faire une demande de règlement soit reportée au 1^{er} janvier 2007.

4.6 SUIVIS DE DÉCISION

4.6.1 PROGRAMME DE FINANCEMENT DE LA CLIENTÈLE AFFAIRES

Le programme de financement pour la clientèle petite entreprise lancé au printemps 2004 par SCGM en partenariat avec la Banque Scotia n'a pas atteint les objectifs visés. Pour la période du 1^{er} juin 2004 au 28 février 2006, ce programme a permis à 38 clients de bénéficier d'un financement totalisant près de 0,5 M\$ soit environ 21 %, en nombre de prêts⁵³, de l'objectif révisé en mai 2005⁵⁴. Ces résultats sont donc en deçà des objectifs, malgré les efforts déployés au cours des 12 derniers mois. La Banque Scotia a donc choisi de se retirer du programme, conformément à l'entente de collaboration en vigueur avec le distributeur.

⁵² Pièce B-22-SCGM-12, document 1, pages 16 à 20.

⁵³ Pièce B-29-SCGM-3, document 7, page 3.

⁵⁴ Dossier R-3559-2005.

Néanmoins, la Banque Scotia respectera ses engagements auprès des PME qui participent actuellement au programme et qui ont reçu un financement chez elle.

SCGM informe également la Régie du fait que l'élargissement du programme de financement pour les entreprises en démarrage et pour celles du secteur de la restauration ne sera pas réalisé compte tenu du faible intérêt manifesté par le reste de la clientèle pour une offre de ce type dans le marché.

La Régie prend acte de l'arrêt du programme de financement pour la clientèle affaires.

4.6.2 FONCTIONNALISATION DES COÛTS D'ÉQUILIBRAGE ET ALLOCATION DE LA POINTE POUR LES CLIENTS INTERRUPTIBLES

En réponse à une préoccupation de la Régie, SCGM confirme que la nouvelle méthode de fonctionnalisation des outils d'équilibrage entre la pointe et l'espace qu'elle a proposée lors du dossier tarifaire 2005 est élaborée entièrement à partir des données budgétaires⁵⁵.

Parallèlement à la nouvelle méthode de fonctionnalisation, un calcul de pointe avait été développé pour les clients interruptibles⁵⁶. Ce calcul tient compte du nombre de jours où la demande excède la moyenne journalière d'hiver et du nombre de jours maximum d'interruption. Compte tenu que le distributeur propose de conserver la structure actuelle du tarif d'équilibrage, il estime qu'il y a lieu de revoir à chacun des dossiers tarifaires le nombre de jours utilisé dans le calcul de cette pointe, au même titre que la révision à chacun des dossiers tarifaires du nombre maximum de jours d'interruption⁵⁷.

La Régie accepte la proposition du distributeur.

4.6.3 PÉNALITÉS SUR SERVICE FERME

Dans sa décision D-2005-171, la Régie s'interroge sur la façon dont les pénalités sur service ferme (LBA)⁵⁸ encourues pourraient être récupérées dans les tarifs du distributeur et demande à celui-ci de déposer une solution permettant de refléter adéquatement le lien de causalité entre les clients ou les catégories de clients qui causent ces pénalités et les clients ou catégories de clients qui sont facturés pour ce service.

⁵⁵ Pièce B-22-SCGM-12, document 1, page 23.

⁵⁶ Dossier R-3529-2004.

⁵⁷ Pièce B-22-SCGM-12, document 1, page 24.

⁵⁸ *Limited Balancing Agreement (LBA)*

SCGM suggère de répartir les LBA comme un frais général associé aux autres outils d'équilibrage et de les répartir au prorata de la répartition actuelle des outils d'équilibrage entre l'espace et la pointe.

La proposition de SCGM rencontre en partie la préoccupation soulevée par la Régie voulant que l'ensemble des clients qui occasionnent ces coûts, et non seulement les clients qui utilisent le service de transport du distributeur, puissent se voir facturer les LBA. Par contre, cette proposition crée un nouveau problème de répartition des coûts dans la mesure où il n'y a pas de corrélation possible entre les LBA et les périodes de pointe et d'espace qui sont à la base même de la répartition des coûts d'équilibrage. La Régie constate que la proposition du distributeur ferait supporter aux clients du tarif D₁ qui utilisent le service d'équilibrage une part élevée des coûts qu'ils ne peuvent avoir occasionnés dans une proportion équivalente.

Pour ces motifs, la Régie considère que le maintien de la répartition actuelle est préférable à la proposition du Distributeur.

Par ailleurs, le distributeur mentionne qu'en date de l'audience, aucun coût n'a été imputé au CFR créé afin de comptabiliser les LBA excédant 100 000 \$.

Dans l'éventualité où des coûts seraient imputés au CFR approuvé par la Régie et relatif aux pénalités sur service ferme excédant 100 000 \$, la Régie demande à SCGM de présenter une méthode de répartition de ces coûts.

4.6.4 CLIENTS COGÉNÉRATION EN POINTE

Dans sa décision D-2005-171, la Régie demande au groupe de travail sur la révision de la structure tarifaire de SCGM de présenter lors du présent dossier tarifaire une nouvelle proposition pour adapter les tarifs du distributeur aux clients cogénération en pointe.

Après avoir examiné les principales caractéristiques de consommation de cette clientèle et les divers enjeux liés à sa desserte, le groupe de travail n'identifie pas une solution tarifaire adéquate⁵⁹. De plus, SCGM ne dessert actuellement aucun client cogénération en pointe et ne projette pas en desservir au cours de la prochaine année tarifaire. Dans ce contexte, le distributeur demande l'autorisation de la Régie pour reporter d'une année la présentation d'une proposition concernant ce sujet.

⁵⁹ Pièce B-65-SCGM-12, document 2, page 10, révision du 25 août 2006.

La Régie accueille la demande du distributeur de reporter d'une année la présentation d'une proposition pour adapter ses tarifs à la clientèle cogénération en pointe.

Pour l'ensemble de ces motifs,

La Régie de l'énergie :

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2008 le programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M;

APPROUVE le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2007;

APPROUVE, pour l'exercice financier 2007, le programme de produits financiers dérivés tel que présenté à la pièce B-22-SCGM-6, document 1, page 3;

APPROUVE l'application à l'exercice 2007 du mécanisme incitatif approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51;

AUTORISE l'utilisation des sommes imputées au FEÉ conformément au Plan d'action 2007 du FEÉ présenté à la pièce B-56-SCGM-10, document 13, révision du 4 juillet 2006;

AUTORISE le coût en capital moyen de 7,90 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2007;

AUTORISE, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2007, un coût en capital prospectif de 6,45 %;

MODIFIE, à compter du 1^{er} octobre 2006, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent le revenu requis totalisant 744 920 000 \$;

AUTORISE la répartition tarifaire proposée à la pièce B-65-SCGM-13, document 6, révision du 25 août 2006;

APPROUVE le Texte des tarifs proposé à la pièce B-65-SCGM-14, document 1, révision du 25 août 2006;

DEMANDE au distributeur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Gilles Boulianne
Régisseur

Richard Carrier
Régisseur

Louise Rozon
Régisseure

Représentants :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^e Nicolas Plourde;
- Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ) représentée par M. Stéphane Leclerc;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^e André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^e Fotini Panayotopoulos;
- Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M. Jean Lacroix;
- Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Eve-Lyne H. Fecteau;
- Société en commandite Gaz Métro (SCGM) 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;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^e Steve Cadrin.

ANNEXE

LES SUIVIS DE DÉCISION DÉCOULANT DE LA PRÉSENTE DÉCISION

Annexe (3 pages)

G. B. _____

R. C. _____

L. R. _____

ANNEXE

LISTE DES SUIVIS DE DÉCISION REQUIS PAR LA PRÉSENTE DÉCISION

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

SUJETS POUR EXAMEN DE LA RÉGIE

- 1- Présenter, s'il y a lieu, une méthode de répartition des coûts du CFR relatif aux pénalités sur service ferme approuvé pour l'année tarifaire 2006.
- 2- Présenter une proposition pour adapter les tarifs de distribution à la clientèle cogénération en pointe.
- 3- Déposer, pour examen, un rapport traitant de la rentabilité du plan de développement du marché résidentiel.
- 4- Présenter 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.
- 5- Présenter le rapport du groupe de travail sur la problématique soulevée par la FCEI concernant le coefficient d'utilisation du transport et l'écart de prix hiver/été des coûts de fourniture.
- 6- 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.
- 7- Présenter, lors des demandes d'approbation des plans d'approvisionnement, les provisions de pointe avant et après revente des capacités excédentaires de transport.
- 8- Présenter, lors des demandes d'approbation des plans d'approvisionnement, un scénario alternatif présentant des ventes inférieures au scénario de référence 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.
- 9- Traiter, lors de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement gazier 2008-2010, des répercussions de l'implantation possible d'un ou de plusieurs ports méthaniers au Québec sur les stratégies optimales d'approvisionnement.

SUJETS DEVANT FAIRE L'OBJET DE RAPPORTS DE SUIVIS

1- Pour le PGEÉ :

- ajouter, dans un tableau de bord supplémentaire, la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants à la base de données recueillies aux fins du suivi du PGEÉ. Ce tableau devra indiquer, pour chacun des programmes du PGEÉ, le nombre de participants, les sommes accordées en subvention et les économies de gaz réalisées, en lien avec chacune des catégories utilisées lors de la répartition tarifaire. Ces données devront être présentées par type de clientèle : résidentielle, CII et VGE;
- tenir compte, dans la méthode d'allocation des coûts du PGEÉ et du MAPR, des données réelles, lorsque disponibles, pour chaque catégorie tarifaire;
- ajouter au *Tableau VII.2 : Coûts des programmes*, une ligne présentant le ratio, en \$/m³, du PGEÉ total incluant les coûts des programmes intangibles;
- allouer le MAPR et le CFR selon les résultats réels, pour chaque sous-catégorie tarifaire;
- fournir l'impact du PGEÉ par catégorie tarifaire tel que décrit à la section 4.3.4 de la présente décision;
- ajuster les approches institutionnelles afin qu'elles permettent de mieux rejoindre la clientèle municipale;
- développer, en collaboration avec les intervenants concernés, une nouvelle activité, intervention ou approche destinée à la clientèle des ménages à revenu modeste;
- évaluer le programme *PE113 Chauffe-eau instantané*, incluant une validation des gains énergétiques qui y sont associés;
- déposer les rapports d'évaluation des programmes *PE101 Générateur d'air chaud 3^e génération*, *PE102 Générateur d'air chaud 3^e génération NC* et *PE113 Chauffe-eau instantané*;
- déposer une mise à jour du calendrier d'évaluation du PGEÉ;
- déposer le rapport d'évaluation du potentiel pour la clientèle industrielle;
- préciser, dans le cadre de la prochaine révision des coûts évités, prévue pour 2009, la proportion de saturation du réseau, ainsi que les zones concernées, afin de justifier le choix de données historiques ou prospectives.

2- Pour le FEÉ :

- ajouter la catégorie tarifaire et la consommation annuelle de gaz des participants à la base de données recueillies aux fins du suivi du FEÉ;
- présenter l'allocation du budget du FEÉ suivant le format utilisé pour la répartition tarifaire;
- mettre à jour l'exercice de calcul de la rentabilité des programmes transférés du PGEÉ au FEÉ;
- réallouer la clientèle des bâtiments religieux au marché CII, dans le suivi des résultats;
- investiguer, à l'aide des intervenants concernés, les avenues et pistes de solutions permettant d'assurer une meilleure participation de la clientèle des ménages à revenu modeste et faire le suivi de cette investigation;
- déposer une mise à jour de son calendrier d'évaluation.

B. LA RÉGIE DEMANDE QUE L'ÉLÉMENT SUIVANT SOIT DÉPOSÉ PAR SCGM LORS DU DOSSIER DE FERMETURE AU 30 SEPTEMBRE 2006

- 1- Pour le PGEÉ, ajuster les économies d'énergie du programme *PE113 Chauffe-eau instantané* sur la base de la consommation de gaz pour fins de chauffage de l'eau seulement.

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

- 1- Déposer les résultats de l'exercice de calcul de la rentabilité des programmes transférés du PGEÉ au FEÉ, ou pour le moins l'état d'avancement du dossier.