

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-111

R-3591-2005

22 juin 2006

PRÉSENTS :

M^e Benoît Pepin, LL.M.

M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA, FCA

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

Régisseurs

Société en commandite Gaz Métro (SCGM)

Demanderesse

Décision

*Demande d'examen du rapport annuel pour l'exercice
financier terminé le 30 septembre 2005*

1. **DEMANDE**

Le 28 décembre 2005, Société en commandite Gaz Métro (SCGM) dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'examen de son rapport annuel pour l'exercice financier terminé le 30 septembre 2005 (le Rapport annuel).

La demande comporte les conclusions suivantes :

« **ACCUEILLIR** la présente demande;

PRENDRE ACTE de la bonification de rendement réalisée de 5 297 000 \$ (5 294 000 \$ après impôts) soit la différence entre le revenu net d'exploitation réel résultant de l'application des tarifs de SCGM pour l'année financière terminée au 30 septembre 2005 (143 170 000 \$) dont le coût en capital réalisé est de 8,56%, et le revenu net d'exploitation de base en fonction d'un taux pondéré du coût du capital de base sur la base de tarification de 8,24 % (137 873 000 \$);

PRENDRE ACTE de l'atteinte, par SCGM, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 97,9% dans le cadre du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance impliquant le droit de SCGM de conserver la totalité de la part de bonification de rendement réalisée de 5 294 000 \$ (après impôts) pour l'année financière 2004-2005, conformément à la décision D-2004-51. »

La Régie examine la demande de SCGM en vertu des articles 31 et 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi) ainsi qu'en vertu de l'Ordonnance G-396 du 4 décembre 1984 de la Régie de l'électricité et du gaz concernant le rapport annuel des distributeurs de gaz qui exigent que ceux-ci transmettent à la Régie, dans les trois mois suivant la fin de leur exercice financier, le rapport annuel prévu à l'article 45 de la *Loi sur la Régie de l'électricité et du gaz*². Cette ordonnance, telle que modifiée, est toujours en vigueur en vertu de l'article 159 de la Loi et de l'article 74 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*³.

SCGM soumet que toutes les informations requises par la Loi et les ordonnances applicables sont incluses au Rapport annuel. Conséquemment, SCGM suggère à la Régie de procéder sur étude du dossier.

¹ L.R.Q., c. R-6.01.

² L.R.Q., c. R-6.

³ L.R.Q., c. R-8.02.

Conformément au processus prévu au Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance (le Mécanisme incitatif) approuvé par la Régie dans sa décision D-2004-51⁴, SCGM présente, le 15 décembre 2005, le Rapport annuel au groupe de travail mis en place dans le cadre du Mécanisme incitatif (le Groupe de travail), préalablement à la présente demande.

Le 21 février 2006, SCGM soumet aussi à la Régie, en complément au Rapport annuel, son rapport des suivis au 30 septembre 2005 (le Rapport des suivis). SCGM demande à la Régie de traiter, de façon confidentielle, les états financiers des entreprises privées non réglementées par la Régie contenus dans ce Rapport des suivis.

Dans une lettre du 27 janvier 2006, la Régie avise les intervenants reconnus dans les dossiers R-3529-2004 et R-3559-2005 qu'elle entend procéder à l'examen de la demande de SCGM sur dossier et invite ceux qui désirent y participer à l'en informer et indiquer de quelle façon ils entendent y participer.

Le 3 février 2006, la Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) informe la Régie qu'elle souhaite participer à l'examen du présent dossier. La FCEI est préoccupée par le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) et, plus particulièrement, à l'égard du dépassement du budget global indiqué dans la preuve de SCGM. Le 24 février 2006, la Régie convoque une rencontre préparatoire pour mieux cerner la demande de participation de la FCEI.

À la suite de la rencontre préparatoire du 6 mars 2006, la FCEI rencontre de façon informelle SCGM, tel que suggéré par la Régie. Le 14 mars 2006, la FCEI avise la Régie qu'elle a l'intention de soulever la question du dépassement des coûts dans un forum approprié et qu'elle n'aura pas d'autres commentaires dans le présent dossier.

Le 11 avril 2006, la Régie convoque SCGM à une audience, qui se tient le 1^{er} mai 2006, pour examiner les dépassements de coûts du projet Sainte-Sophie / Saint-Jérôme.

Les 21 et 24 avril 2006, SCGM dépose les réponses aux demandes de renseignements de la Régie.

Le 24 mai 2006, SCGM dépose ses observations écrites, les engagements pris à l'audience ainsi que la réponse à la demande de renseignements numéro 3. La Régie prend alors le dossier en délibéré.

⁴ Dossier R-3494-2002, 3 mars 2004.

La présente décision traite du Rapport annuel et du Rapport des suivis.

2. CONTEXTE GÉNÉRAL

Pour l'année se terminant le 30 septembre 2005, les résultats de l'activité réglementée de SCGM sont inférieurs aux projections en raison de la faiblesse de la consommation de gaz des clientèles petit et moyen débit et grand débit en service continu.

3. GAINS DE PRODUCTIVITÉ ANTICIPÉS EN DÉBUT D'EXERCICE

Lors de la présentation du dossier tarifaire 2004-2005, SCGM anticipait la réalisation de gains de productivité totalisant 35 681 000 \$, desquels 17 841 000 \$ ont bénéficié aux clients en réduction des tarifs en début d'année⁵. Le solde de 17 841 000 \$ (12 507 000 \$ après impôts) est demeuré dans les tarifs aux fins d'une bonification du taux de rendement sur l'avoir propre. Les résultats réels ont permis de générer partiellement cette bonification.

Dans le dossier tarifaire 2004-2005, le taux de rendement sur l'avoir propre avant bonification, résultant de l'application du mécanisme d'ajustement automatique, est de 9,69 %⁶. La bonification réalisée a été de 0,82 % conformément aux dispositions du Mécanisme incitatif. À la suite de cette bonification, le taux de rendement sur l'avoir propre et le taux pondéré du coût en capital réalisés sont respectivement de 10,52 % et 8,56 %.

4. ÉTABLISSEMENT DU TROP-PERCU OU DU MANQUE À GAGNER

Le taux de rendement sur l'avoir propre après bonification, tel qu'autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-196, est de 11,64 %. En appliquant ce taux, SCGM obtient un taux pondéré du coût en capital après bonification de 8,99 %⁷. Ce dernier, appliqué sur la base de tarification moyenne de 1 673 214 000 \$⁸, lui donne droit à un revenu net d'exploitation

⁵ Dossier R-3529-2004, pièce SCGM-8, document 3, ligne 4.

⁶ Décision D-2004-196, dossier R-3529-2004, 24 septembre 2004.

⁷ Pièce B-1, SCGM-5, document 2, page 1, colonne 3, ligne 12.

⁸ *Ibid.* à la colonne 4, ligne 1.

de 150 422 000 \$⁹. Le revenu net d'exploitation de base en fonction d'un taux pondéré du coût en capital de base de 8,24 %¹⁰ est de 137 873 000 \$.

Cependant, SCGM a réalisé un revenu net réel d'exploitation de 143 170 000 \$, dont le détail est reproduit à l'annexe de la présente décision. La différence constitue le déficit de rendement, ce qui implique que SCGM n'a réalisé une bonification de rendement que de 5 294 000 \$ pour l'année se terminant au 30 septembre 2005, au lieu d'une bonification de rendement projetée de 12 546 000 \$. La bonification de rendement avant l'ajustement des impôts sur les actifs exclus de l'activité réglementée est de 5 297 000 \$. Pour le présent exercice, SCGM n'a réalisé ni trop-perçu, ni manque à gagner.

Les principaux écarts constatés, par rapport aux projections reconnues à la décision D-2004-196, sont les suivants :

- a) La baisse des revenus de transport, d'équilibrage et de distribution de 30,1 M\$ provient d'abord d'une baisse de consommation de 96,8 10⁶m³ des clients au petit et moyen débit, attribuable essentiellement aux clients du tarif 1. Cette baisse s'explique par une réduction de la consommation résultant des économies d'énergie, par l'affaiblissement de la position concurrentielle du gaz naturel face à l'électricité ainsi que par une conjoncture économique moins favorable.

Au niveau de la grande entreprise, la consommation réelle des clients en service continu est en baisse de 222,9 10⁶m³. Cette baisse est essentiellement attribuable à la plus faible production dans le secteur de la métallurgie. Elle est cependant compensée, en partie, par une hausse de la consommation provenant des clients en service interruptible de 68,5 10⁶m³.

- b) La baisse des frais de transport et d'équilibrage de 21,1 M\$ est principalement attribuable à la faiblesse des volumes livrés ainsi qu'à une optimisation des outils d'approvisionnements gaziers plus importante qu'anticipée compte tenu de la diminution des volumes livrés.
- c) La hausse de l'impôt foncier est principalement attribuable à la taxe sur le réseau à la suite de la correction de la valeur nette des conduites et branchements autres que les immeubles portés au rôle d'évaluation foncière. En effet, les postes de livraison, de détente et de compression n'ont pas été considérés comme visés par cette taxe alors qu'ils le sont.

⁹ Pièce B-1, SCGM-5, document 2, page 1, colonne 3, ligne 13.

¹⁰ Pièce B-1, SCGM-10, document 1, page 1.

La baisse de l'impôt sur le revenu résulte du bénéfice d'exploitation moins élevé qu'anticipé.

- d) La baisse de la base de tarification moyenne de 1,6 M\$ provient essentiellement des deux éléments suivants : la baisse des immobilisations de 10,6 M\$ attribuable à un écart des soldes d'ouverture prévisionnels, laquelle est compensée par une augmentation du fonds de roulement réglementaire de 8,3 M\$ résultant principalement de l'augmentation de la valeur des matériaux et de l'inventaire de gaz.

La Régie a fait l'examen des résultats de fin d'année et des explications de SCGM sur les écarts observés par rapport aux projections du dossier tarifaire et s'en déclare globalement satisfaite.

5. BONIFICATION DE RENDEMENT

En vertu du Mécanisme incitatif, tant la bonification du rendement que le partage du trop-perçu en fin d'année dépendent des résultats globaux de huit indices de maintien de la qualité de service. Le tableau suivant résume les résultats atteints¹¹.

Tableau 1

Indices de sécurité et de qualité de service	Pondération (%)	Résultat individuel	Pourcentage de réalisation
Entretien préventif	20,0	104,9	100,00
Rapidité de réponse aux urgences	20,0	92,6	100,00
Rapidité de réponse aux appels téléphoniques	10,0	87,7	91,56
Fréquence des lectures de compteurs	10,0	97,1	100,00
ISO 14 001 (rapport BNQ)	10,0	100,0	100,00
Émission de gaz à effet de serre	10,0	2,8	100,00
Satisfaction de la clientèle	15,0	87,6	91,31
Procédure de recouvrement	5,0	100,0	100,00
Moyenne pondérée – Pourcentage global de réalisation			97,85

¹¹ Pièce B-1, SCGM-5, document 1, page 3.

SCGM a atteint un pourcentage global de réalisation des indices de qualité de service de 97,85 %. Ce pourcentage global de réalisation est égal à la moyenne pondérée des pourcentages de réalisation de chaque indice, tel qu'il a été autorisé par la Régie dans sa décision D-2004-51¹². Conformément à cette décision, comme ce pourcentage global est supérieur à 95 %, les associés de SCGM ont droit à la totalité du montant correspondant à leur part des gains de productivité réalisés de 5 294 000 \$. La Régie note qu'il n'y a pas de trop-perçu au-delà de la bonification de rendement.

6. PROGRAMMES ET ACTIVITÉS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (PAEE)

Objectifs, budget et compte de frais reportés

Au 30 septembre 2005, SCGM a atteint 182 % des économies annuelles de consommation prévues pour un total de 19 321 268 m³. Le taux de réalisation des économies d'énergie est de 121 % pour le secteur résidentiel, de 251 % pour le secteur commercial, institutionnel et industriel (CII) et de 145 % pour le secteur des ventes aux grandes entreprises (VGE). Ce résultat équivaut, pour l'année 2004-2005, à des pertes de revenus réelles de 446 484 \$. Les pertes budgétées pour cette même année étaient de 350 078 \$. L'écart entre les pertes de revenus budgétées et réelles est donc de 96 407 \$. Ce montant s'ajoute aux pertes de revenus cumulées depuis l'entrée en vigueur des PAEE. Ainsi, SCGM débite un montant total de 521 040 \$ du compte de frais reportés, pour les pertes de revenus¹³.

Pour les activités 2004-2005 du PAEE, SCGM a dépensé 6 726 502 \$, soit 131 % du budget prévu de 5 119 110 \$. Ce dépassement budgétaire est essentiellement lié à une forte participation, non anticipée, de la clientèle. En effet, les dépenses d'exploitation du PAEE sont inférieures au budget prévu, contrairement au montant de l'aide financière accordée aux participants. SCGM ajoute donc au compte de frais reportés un montant de 1 607 392 \$ à l'égard des dépenses et subventions¹⁴.

La Régie constate donc que les frais reportés relatifs au PAEE encourus pendant l'exercice 2004-2005 totalisent 2 128 400 \$. Ces frais reportés constituent un montant à récupérer des clients portant rémunération et seront intégrés dans les tarifs de l'année 2006-2007¹⁵.

¹² Dossier R-3494-2002, 3 mars 2004.

¹³ Pièce B-1, SCGM-12, document 2, pages 1 et 2.

¹⁴ *Ibid.* à la page 2.

¹⁵ Pièce B-1, SCGM-12, document 1, page 1.

La Régie prend acte de l'atteinte des objectifs globaux du PAEE en termes d'économie d'énergie. Elle observe cependant un fort dépassement des budgets, principalement pour les programmes destinés à la clientèle CII.

À l'égard du dépassement de budget observé, la Régie invite SCGM, dans le cadre de ses futures prévisions, à utiliser tous les outils disponibles, dont les résultats d'évaluation des programmes, pour s'assurer d'une plus grande adéquation entre les budgets et les dépenses réelles. Elle invite aussi SCGM à prévoir, lors de l'examen du Mécanisme incitatif, un contrôle des dépassements des objectifs du PAEE.

Suivis des programmes

La Régie observe que la majorité des programmes du PAEE sont connus de la clientèle et présentent de bons taux de participation.

Ainsi, pour le secteur résidentiel, seul le programme *PE105-Chauffe-eau efficace* n'atteint pas les objectifs fixés. SCGM justifie cependant cette situation par le fait que la mise en vigueur de la nouvelle norme d'efficacité réglementaire concernant ces appareils rend caduque l'application de ce programme. Elle souligne de plus que ce programme a été aboli dans le dossier tarifaire 2006¹⁶.

En ce qui a trait au programme *PE211-Études et encouragement à l'implantation (tarifs 4 et 5)* destiné au secteur VGE, SCGM souligne que les économies unitaires générées compensent un taux de participation légèrement inférieur aux prévisions (88 %). Les résultats de ce programme contrebalancent également ceux du programme *PE213-Chaudière efficace (tarifs 4 et 5)* dont les taux de participation et les résultats en termes d'économie d'énergie sont respectivement de 10 % et 17 %. SCGM explique en partie ces résultats par le fait que la grille de subventions actuelle ne permet pas de couvrir les appareils de très forte capacité¹⁷.

Enfin, dans le cas du secteur CII, SCGM spécifie que les résultats du *PE215-Projet pilote infrarouge* ne sont pas encore disponibles, ce projet ayant été initié en cours d'année. SCGM indique cependant que pendant les cinq derniers mois, le projet pilote a permis le remplacement de 21 aérothermes par des appareils à infrarouge et l'attribution d'une aide financière totalisant plus de 8 000 \$¹⁸.

¹⁶ Décision D-2005-171, dossier R-3559-2005, 23 septembre 2005; pièce SCGM-12, document 2, page 3.

¹⁷ Pièce B-1, SCGM-12, document 2, pages 8 et 9.

¹⁸ *Ibid.* à la page 8.

6.1 RAPPORT ANNUEL DU FONDS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE (FEÉ)

Par sa décision D-2004-196¹⁹, la Régie autorisait la mise en oeuvre du Plan d'action 2004-2005 du FEÉ, dont les objectifs et les budgets sont résumés au tableau suivant.

Tableau 2
Objectifs et budgets du Plan d'action 2004-2005 du FEÉ révisés au 31 mars 2005²⁰

	Économies d'énergie	Budgets
Programmes du marché résidentiel	549 540 m ³	813 180 \$
Programmes du marché CII	4 226 656 m ³	1 096 704 \$
Veille technologique	-	200 000 \$
Gestion et commercialisation	-	500 000 \$
Total	4 776 196 m³	2 609 884 \$

Le FEÉ a dépensé 1 813 143 \$ pour la réalisation de son Plan d'action 2004-2005. De cette somme, 974 908 \$ ont été alloués en contribution financière à la clientèle de SCGM, soit 54 % du montant des contributions révisées au 31 mars 2005. Le FEÉ tient compte, désormais, des contributions réellement payées au cours d'un exercice financier donné afin d'assurer un suivi adéquat de la comptabilité de ses programmes. Au total, et selon ce nouveau principe de comptabilité, 69 % du budget initial a été dépensé au cours de l'année financière 2004-2005²¹.

Les contributions financières à la clientèle ont permis d'économiser 2 128 386 m³ de gaz naturel par année, soit 45 % de l'objectif fixé. Les objectifs spécifiques au marché résidentiel ont été dépassés globalement de 9 %, tandis que ceux du marché CII n'ont été atteints qu'à 36 %. La Régie constate qu'il s'agit d'une nette amélioration par rapport à l'année financière 2003-2004, où seulement 25 % de l'objectif en termes d'économie d'énergie a été atteint et 63 % du budget alloué dépensé²².

Le FEÉ présente les résultats de ses vingt programmes, dont quatorze sont destinés à la clientèle du marché résidentiel et socio-communautaire et six à la clientèle des marchés CII. Il dépose, en soutien à sa preuve, les rapports d'évaluation de ses programmes²³. La Régie

¹⁹ Décision D-2004-196, dossier R-3529-2004, 24 septembre 2004.

²⁰ Pièce B-1, SCGM-12, document 3, page 6.

²¹ *Ibid.* aux pages 7 et 8.

²² *Ibid.* aux pages 7 à 9.

²³ *Ibid.* aux annexes 1 à 4.

juge que l'analyse plus approfondie de ces informations devrait plutôt se faire dans le dossier tarifaire 2007 de SCGM. En conséquence, la Régie ne se prononce pas sur ces évaluations dans la présente décision.

Le FEÉ insiste sur les efforts accrus déployés pour promouvoir l'ensemble de ses programmes. Il indique que ces efforts de publicité et de promotion ont donné des résultats concrets, notamment pour le marché résidentiel qui a connu une excellente année. Compte tenu des délais décisionnels plus longs dans le marché CII, le FEÉ fait valoir que les efforts consentis laissent présager des résultats prometteurs puisqu'il jouit d'une meilleure reconnaissance dans ce marché²⁴.

Au cours de l'exercice 2004-2005, le FEÉ a bénéficié d'un taux d'intérêt de 9,01 % sur ses avoirs et la Régie constate que ses dépenses ont été, pour la première fois, supérieures à ses revenus d'intérêt. Tel que prévu lors du renouvellement du Mécanisme incitatif, une somme de 4 M\$ est retournée aux clients sous forme de baisse dans les tarifs. Par ailleurs, SCGM a corrigé le partage du trop-perçu de 2004 d'une somme de 3 950 \$²⁵. Le tableau 3 résume les entrées et sorties de fonds au FEÉ pour l'exercice 2004-2005.

Tableau 3
Entrées et sorties d'argent au FEÉ pour l'exercice 2004-2005²⁶

	Remboursement aux clients par les tarifs (\$)	Dépenses de l'exercice 2005 (\$)	Revenus d'intérêt (\$)	Solde reporté (\$)
Solde d'ouverture (01/10/2004)				19 120 317
Octobre 2004 à septembre 2005	(4 003 950)	(1 813 143)	1 519 666	(4 297 427)
Solde de fermeture (30/09/2005)				14 822 890

²⁴ Pièce B-1, SCGM-12, document 3, page 25.

²⁵ *Ibid* à la page 27.

²⁶ *Ibid*.

6.2 PROJETS SUBVENTIONNÉS PAR LE COMPTE D'AIDE À LA SUBSTITUTION D'ÉNERGIES PLUS POLLUANTES (CASEP)

Les projets subventionnés par le CASEP pour l'exercice se terminant le 30 septembre 2005 touchent 223 clients pour des volumes déplacés de 7 623 000 m³. Le combustible déplacé est le mazout et, selon SCGM, correspond à une réduction de 6 696 tonnes d'émissions de CO₂²⁷.

Les sommes utilisées en 2005 sont de 1 000 071 \$ et le taux de rendement interne (TRI) de l'ensemble des projets réalisés grâce à l'utilisation du CASEP est de 11,86 % avec un point mort tarifaire de 8,48 années. Sans le CASEP, le point mort tarifaire de ces projets est de 17,54 années et le TRI est de 9,14 %²⁸.

La Régie prend note que SCGM a déjà engagé en 2005 des sommes qui seront déboursées en 2006 pour 138 486 \$²⁹.

7. SUIVIS DES DÉCISIONS DE LA RÉGIE

7.1 SUIVIS DES PROJETS D'EXTENSION DU RÉSEAU DE MOINS DE 1,5 M\$

SCGM présente les résultats pour l'ensemble des projets d'extension de réseau de moins de 1,5 M\$. Ces résultats font état du nombre de clients, des volumes, des investissements (construction, frais généraux et subventions), du taux de rendement interne global et de la contribution tarifaire³⁰.

Le total des montants investis pour l'exercice terminé le 30 septembre 2005, pour l'ensemble des projets d'extension du réseau inférieurs à 1,5 M\$, se chiffre à 26 290 549 \$. La Régie est satisfaite de la rentabilité de ce portefeuille de projets d'extension compte tenu du TRI de 9,49 % qui se compare avantageusement au coût du capital prospectif de 7,04 % autorisé pour l'évaluation des projets d'investissement dans la décision D-2004-196³¹.

²⁷ Pièce B-1, SCGM-13, document 1.

²⁸ *Ibid.*

²⁹ *Ibid.*

³⁰ Rapport des suivis, item 1.

³¹ Dossier R-3529-2004, 24 septembre 2004, page 45.

7.2 SUIVIS DES PROJETS D'EXTENSION DU RÉSEAU DE PLUS DE 1,5 M\$

En ce qui concerne les trois projets d'extension de plus de 1,5 M\$ qui font l'objet d'un suivi spécifique, les projets réalisés d'Asbestos (Magnola) et Sainte-Sophie/Saint-Jérôme ne peuvent atteindre le rendement projeté. Toutefois, grâce au poids plus important du projet Bécancour, SCGM mentionne que l'effet sur les tarifs des trois projets combinés sur un horizon de 40 ans est une baisse de tarifs de 25 496 101 \$ et un taux de rendement interne de 8,42 %.

L'an dernier, la Régie constatait que le projet Asbestos ne pourrait pas atteindre les objectifs visés en raison de la fermeture de l'usine Magnola en 2003. Toutefois, en 2004, SCGM procède à la réalisation d'une extension de réseau dans la municipalité de Danville pour un volume projeté de $2\,200\,10^3\text{ m}^3$. Au cours de l'année 2005, cinq clients de plus se sont ajoutés à ce réseau pour un volume total de $2\,220\,10^3\text{ m}^3$. Également, SCGM annonce qu'au cours de l'année 2006, une usine d'asphalte alimentée au mazout sera convertie au gaz naturel pour un volume projeté de $500\,10^3\text{ m}^3$. L'alimentation de l'usine nécessite un branchement de 700 mètres. Cet ajout augmente légèrement la rentabilité globale du projet Asbestos.

Le suivi a posteriori de ce projet se termine avec le présent exercice.

La Régie constate que la rentabilité prévue du projet Bécancour est supérieure à la projection. Alors que le scénario original prévoyait un effet à la baisse sur les tarifs de 25 474 508 \$, SCGM estime maintenant que la baisse atteindra 41 474 662 \$ sur la durée du projet. SCGM mentionne que le gazoduc est prêt pour la mise en gaz depuis le 27 octobre 2005. La production d'électricité doit débiter le 1^{er} septembre 2006.

7.3 OPINION MAJORITAIRE DE LA RÉGIE RELATIVE AU PROJET SAINTE-SOPHIE / SAINT-JÉRÔME

7.3.1 PRÉSENTATION DU PROJET ET DES RÉSULTATS DU SUIVI

Le projet Sainte-Sophie / Saint-Jérôme (le projet) a fait l'objet d'une autorisation par la Régie dans le dossier R-3532-2004. La requête a été déposée le 31 mars 2004 et la décision a été rendue le 22 juin 2004.

Cette demande d'approbation visait la mise en œuvre d'un contrat de distribution intervenu le 14 novembre 2003 où Cascades Groupe Papiers Fins inc. (Cascades) convenait de livrer à

SCGM le gaz généré par le site d'enfouissement (biogaz) situé à Sainte-Sophie et SCGM consentait à distribuer à Cascades, à l'adresse des installations, le gaz que cette dernière lui aurait livré. Cascades convenait de verser une contribution de 6 550 000 \$. Le contrat prévoyait une date d'entrée en vigueur au plus tôt le 1^{er} septembre 2004 et au plus tard le 1^{er} mai 2005.

Le contrat était conditionnel à l'approbation de la Régie du projet d'investissement de SCGM et à la démonstration d'une production suffisante pour assurer la rentabilité des investissements de SCGM³².

Dans le présent dossier, le suivi du projet montre une augmentation des coûts de 71 % par rapport aux prévisions déposées lors de la demande d'autorisation d'avril 2004. De plus, l'investissement de SCGM est passé de 1 198 000 \$ à 6 692 383 \$, soit une augmentation de près de 460 %.

Coûts du projet

Item	Autorisés originellement	Réels/Estimés selon le suivi	Dépassement
Frais de conduite			
• conduite distribution	2 511 000 \$	4 017 083 \$	1 506 083 \$
• poste de compression	5 167 000 \$	8 738 562 \$	3 571 562 \$
Branchements	70 000 \$	726 738 \$	656 738 \$
Frais généraux	0 \$	0 \$	0 \$
Programme d'efficacité énergétique HQ	0 \$	(240 000 \$)	(240 000 \$)
Coût total avant la contribution du client	7 748 000 \$	13 242 383 \$	5 494 383 \$
Contribution du client	6 550 000 \$	6 550 000 \$	0 \$
Total SCGM	1 198 000 \$	6 692 383 \$	5 494 383 \$

Source : Rapport des suivis, item 5, 2^e et 8^e pages.

Le dépassement de 1,5 M\$ des frais liés à la conduite de distribution est principalement dû au changement de localisation de la conduite du fond du fossé à l'accotement, à l'installation de la conduite en surprofondeur, à des forages directionnels et au déplacement d'un aqueduc.

³² Dossier R-3532-2004, SCGM-1, document 6, en liasse.

Le dépassement des coûts de 3,6 M\$ pour le poste de compression provient essentiellement d'un besoin de dessiccation du biogaz plus important que prévu, de l'augmentation de la capacité de compression et du besoin de contrôles plus complexes que prévu, le tout ayant résulté en une augmentation des travaux d'ingénierie, de la surface des bâtiments et des coûts de main-d'œuvre.

D'autres dépassements des coûts sont enregistrés au niveau du poste de mesurage (branchement) et des coûts annuels d'exploitation.

L'ensemble de ces dépassements entraîne un effet à la hausse sur les tarifs de 11 616 623 \$ sur la durée de vie du projet (calculé sur 40 ans) et réduit à néant les chances de rentabilité du projet.

Calcul de rentabilité

Item	Autorisé originellement	Projetée
Valeur actuelle de l'effet sur les tarifs	(192 051) \$	11 616 623 \$
Taux de rendement interne	8,49 %	0 %
Point mort tarifaire	3,71 années	aucun

Source : Rapport des suivis, item 5, 9^e page.

Par ailleurs, l'analyse de sensibilité ci-dessous, présentée lors de la demande d'approbation du projet Sainte-Sophie, démontre que la rentabilité du projet était très sensible à une hausse des coûts de construction. En fait, une augmentation des coûts de construction de 10 %, soit d'environ 775 000 \$, rendait le projet non rentable.

Analyse de sensibilité des coûts de construction

Sensibilité	TRI (%)	PMT (années)	Effet tarifaire 5 ans (\$)	Effet tarifaire 40 ans (\$)
Variation des coûts de :				
- 10 %	19,15	2,27	(598 473)	(1 194 955)
+ 10 %	2,05	aucun	244 973	790 247

Source : Dossier R-3532-2004, SCGM-1, document 1, page 22.

7.3.2 TEST DE PRUDENCE

La Régie, dans une lettre du 11 avril 2006, informe SCGM que les circonstances et l'importance des dépassements de coûts du projet l'amènent à s'interroger sur le bien-fondé de l'investissement. Elle la convoque à une audience tenue le 1^{er} mai 2006 afin de déterminer la prudence de l'investissement et de son maintien dans la base de tarification de SCGM.

En début d'audience, la Régie fait état du test de prudence et de son application en se référant à la décision *Enbridge Gas Distribution Inc c. Ontario Energy Board*, 2005 CanLII 4941 (ON S.C.D.C.) :

«...The parties also agree that the Board in this case correctly defined the prudence standard at paragraph 3.12.2 of its decision as follows:

- Decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent unless challenged on reasonable grounds.*
- To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known to the utility at the time the decision was made.*
- Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence.*
- Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time....»*

(nous soulignons)

En outre, tel que le rappelait la Cour dans l'arrêt *Enbridge* :

*« ...+As was stated by the United States Court of Appeals (First Circuit) in *Violet v. FERC*, 800 F. 2d 280 at 282 (1st Cir. 1986):*

In an industry that combines long lead times for plant construction with wide fluctuations in supply and demand, constant changes in the regulatory environment, and unpredictability in the availability and price of alternative sources of fuel, some projects that seem prudent at the time when costs are incurred may appear, some years later, in hindsight, to have been unnecessary or

inadvisable. The prudence of the investment must be judged by what a utility's management knew, or could have known, at the time the costs were incurred. (citations omitted)... »

La détermination de la prudence d'un investissement ne doit pas se faire en rétrospective. Cependant, la présomption de prudence peut être écartée sur la base des résultats de la décision (*the outcome of the decision*) des gestionnaires.

Dans le cas présent, le dépassement des coûts du projet de 71 %, assumé entièrement par SCGM, constitue une base raisonnable justifiant la Régie d'écarter la présomption de prudence et de convoquer une audience pour déterminer si l'investissement en cause a été prudent.

Une fois la présomption écartée, il incombe à SCGM de prouver à la satisfaction de la Régie que les décisions de ses gestionnaires ont été prudentes. La prudence, ici, est appréciée en regard des faits que les gestionnaires connaissaient et de ceux qu'ils pouvaient ou devaient connaître lors de leur prise de décision.

7.3.3 ANALYSE DE LA PREUVE

Le test de prudence ainsi que les principes d'application ayant été établis, la Régie procède à l'analyse de la preuve aux fins de sa détermination.

La Régie ne remet pas en cause l'utilité des actifs acquis dans le cadre de la réalisation du projet. C'est plutôt la prudence démontrée par SCGM dans sa décision d'aller de l'avant avec son projet en dépit de changements importants qui y sont apportés.

La Régie note que plusieurs éléments de coûts additionnels n'ont été connus qu'après la décision autorisant le projet³³. Par exemple, les exigences finales de la Ville de Mirabel impliquaient que la conduite soit enfouie plus profondément que prévu et donc que les coûts seraient plus élevés. Ces exigences finales ont été connues en juillet 2004³⁴. D'autre part, le besoin d'un bâtiment pour le poste de mesurage a été connu lorsque Cascades, après avoir acheté ses propres équipements, a avisé SCGM qu'elle devrait installer son poste de mesurage à l'extérieur. Cet élément a été connu dans le courant de l'été 2004³⁵.

³³ Décision D-2004-128, dossier R-3532-2004, du 22 juin 2004.

³⁴ Notes sténographiques du 1^{er} mai 2006 (NS), pages 77 et 78.

³⁵ *Ibid.* aux pages 132 et 133.

Par contre, certains faits étaient connus de SCGM lors du premier trimestre de 2004, avant le dépôt du projet à la Régie. Il s'agit du changement de localisation de la conduite du fond du fossé à l'accotement et la décision d'assécher les biogaz à un niveau plus important que prévu, soit à -10°C au lieu de +4°C.

La Régie examine ces deux aspects afin de déterminer si la preuve permet raisonnablement de conclure que la décision prise par les gestionnaires de SCGM de poursuivre la réalisation du projet malgré ces deux changements était prudente.

A. Changement de localisation de la conduite du fond du fossé à l'accotement

SCGM s'est rendue compte que l'emprise des routes ne couvrirait pas les fossés à la suite des relevés d'arpentage de février 2004³⁶. Cet imprévu impliquait le changement de la localisation de la conduite et SCGM savait, en février 2004, que ce changement allait engendrer des coûts supplémentaires :

« Q. [42] Et donc, bon, si on revient au départ, là, vous saviez depuis février deux mille quatre (2004) qu'il existait un imprévu au niveau de la localisation des conduites. Et vous saviez probablement que ça engendrerait des coûts supplémentaires, exact? »

*R. Oui, c'est exact, Monsieur le Président. »*³⁷

La conduite devait être installée sous l'accotement de la route plutôt que dans le fossé tel que prévu initialement. L'alternative qui consistait à négocier une servitude avec chacun des propriétaires terriens supposait aussi des coûts additionnels et surtout des délais, eux aussi coûteux³⁸. SCGM explique que, sur la base de leur expérience, les gestionnaires étaient d'avis que les impacts financiers de ce changement de localisation de la conduite ne seraient pas significatifs³⁹. En fait, SCGM affirme savoir que ce changement engendrerait des coûts supplémentaires, mais les gestionnaires pensaient que d'autres facteurs aléatoires permettraient à SCGM de contenir les coûts d'installation de cette conduite à l'intérieur des prévisions⁴⁰.

³⁶ Item 5.1, page 1.

³⁷ NS, page 73.

³⁸ *Ibid.* aux pages 93 à 95.

³⁹ *Ibid.* à la page 88.

⁴⁰ *Ibid.* à la page 74.

Selon la Régie, les explications données par SCGM à cet égard sont satisfaisantes et elle est d'avis que la décision des gestionnaires de poursuivre la réalisation du projet malgré le changement de localisation de la conduite n'était pas imprudente.

B. Dessiccation du biogaz à -10°C plutôt qu'à +4°C

Le niveau d'assèchement des biogaz est un élément important qui a engendré des conséquences sur plusieurs autres volets du projet.

Vu les risques de dépôts acides, il était nécessaire d'enlever l'humidité dans le biogaz et pour cela, il fallait l'assécher à un niveau suffisant. Selon les études préliminaires qu'elle avait en main en 2002, et l'avis d'un consultant de l'Ouest canadien, SCGM a accepté l'hypothèse que : « *la température minimale de la conduite serait de +5°C* »⁴¹. Il fallait donc empêcher la condensation à une température supérieure à +4°C⁴². En 2003, SCGM donne le mandat à Biothermica de travailler à partir de cette hypothèse. L'estimation des coûts du projet est basée sur cette hypothèse. Cependant, SCGM remet cette hypothèse en question vers la fin du premier trimestre de 2004 et décide alors d'augmenter la dessiccation à -10°C.

Parmi les raisons invoquées pour faire cette modification, SCGM mentionne d'abord que la conduite, selon la profondeur d'enfouissement, pourrait être à une température plus proche du point de congélation⁴³. SCGM mentionne aussi que le débit du biogaz est variable et qu'il peut rester en contact plus longtemps avec la conduite. Une variation de débit peut provenir, entre autres, d'un arrêt du système d'assèchement⁴⁴ ou du fait que Cascades, le seul client, pourrait cesser de s'approvisionner en biogaz, par exemple, pour effectuer de l'entretien⁴⁵.

Les autres raisons ont été fournies par l'étude de Biothermica datée du 16 janvier 2004. Dans la production de biogaz, « *il y avait une grande variation, non seulement dans le débit mais aussi dans la composition des biogaz* »⁴⁶. SCGM s'est donc rendu compte qu'effectivement le biogaz pouvait être plus froid que prévu et la température de -10°C a été déterminée pour « *se garder une certaine valeur de sécurité* »⁴⁷.

⁴¹ Item 5.2, page 3.

⁴² *Ibid.*

⁴³ *Ibid.*

⁴⁴ *Ibid.*

⁴⁵ NS, page 119.

⁴⁶ *Ibid.* à la page 103.

⁴⁷ *Ibid.* aux pages 103 et 104.

La Régie juge que ces raisons correspondent à des faits connus de SCGM avant le dépôt du projet à la Régie et, particulièrement pour la température des conduites, au domaine d'expertise du distributeur gazier.

Ainsi, la preuve démontre, et la Régie considère ce fait important, que SCGM s'est rendu compte du besoin d'assécher le biogaz à -10°C plutôt qu'à $+4^{\circ}\text{C}$ à la fin du premier trimestre de 2004, soit avant le dépôt du projet à la Régie. De plus, les coûts du projet Sainte-Sophie déposés à la Régie étaient basés sur des équipements de refroidissement prévus pour $+4^{\circ}\text{C}$ et non pour -10°C :

« Q. [67] Et vous nous avez expliqué les raisons qui ont amené Gaz Métro à passer si on veut de plus quatre degrés (4°) à moins dix (-10°). J'ai peut-être mal saisi mais quand exactement Gaz Métro a pris, si on veut, cette décision-là, quand est-ce que ça a été discuté? On parlait de deux mille quatre (2004) mais à quelle période de deux mille quatre (2004)? »

M. EMMANUEL MORIN :

R. Monsieur le Président, c'était sûrement vers la fin du premier trimestre deux mille quatre (2004), donc avant le dépôt du dossier à la Régie.

Q. [68] Vous dites, avant le dépôt du dossier à la Régie, écoutez, je vous pose la question; je ne le sais pas, je n'étais pas dans ce dossier-là, mais dans ce dossier-là, c'est-à-dire le dossier 3532, est-ce que les coûts du projet étaient basés sur des équipements qui refroidissaient à quatre degrés (4°) ou à moins dix degrés (-10°)? »

M. EMMANUEL MORIN :

R. Les coûts étaient basés sur un système qui refroidissait à quatre degrés Celsius (4°C). »⁴⁸

Par ailleurs, SCGM a précisé lors de l'audience que le projet déposé à la Régie ne faisait pas état de ce changement essentiellement parce que son impact financier lui est apparu au fur et à mesure de l'ingénierie de détail et a été précisé au mois d'août 2004, soit après l'entrée des soumissions des entrepreneurs :

« En fait, je dirais que l'impact monétaire de ce changement-là nous est apparu au fur et à mesure de l'ingénierie de détail. Ce qu'on avait escompté ou estimé,

⁴⁸ NS, page 105.

c'est que probablement que le refroidisseur serait un peu plus gros, plus puissant, je dirais, en termes de force de moteur. Mais ce qu'on a réalisé lors de l'ingénierie détaillée, en fait, c'est que comme on est maintenant avec un gaz qui est à température inférieure au point de congélation, on peut pas simplement retirer l'eau d'une méthode conventionnelle par contact avec une surface froide, finalement, qui est l'échangeur de chaleur sans risquer le gel de cette eau-là. »⁴⁹

SCGM mentionne également sur ce sujet :

« En fait quant on a, même si on a su, avant le dépôt de notre demande devant votre Régie, qu'il y avait des températures qui étaient pour être différentes mais les impacts, il ne nous a pas été possible de les prévoir avant je dirais que l'ingénierie détaillée soit terminée et que les entrepreneurs aient soumis leurs prix. »⁵⁰

Selon la Régie, les explications données par SCGM à cet égard ne sont pas satisfaisantes.

La Régie est d'avis que le besoin d'abaisser la température au niveau de -10°C constituait un changement majeur au projet, compte tenu de l'écart important par rapport à +4°C et compte tenu de la nature des enjeux techniques liés à ce changement (variation dans le débit et la composition du biogaz entre autres). De plus, on descendait en dessous du point de congélation.

SCGM a modifié le projet pour assécher les biogaz à -10°C sans réaliser une estimation préliminaire des impacts monétaires. En fait, SCGM explique qu'il n'a pas été possible de prévoir les impacts monétaires de ce changement, tout en précisant que ce changement d'hypothèse pouvait engendrer des dépenses supplémentaires : *« Ce qu'on avait escompté ou estimé, c'est que probablement que le refroidisseur serait un peu plus gros, plus puissant, je dirais, en termes de force de moteur ».*

En décidant de poursuivre le projet, sans avoir en main un fait essentiel, les impacts monétaires du changement en cause, SCGM n'a pas respecté les règles de base appliquées par un gestionnaire prudent qui doit estimer les coûts même approximatifs d'un projet avant de le réaliser. Il faut garder à l'esprit que SCGM avait procédé à une évaluation budgétaire préliminaire du projet avant de signer son contrat avec Cascades en novembre 2003. Dans les faits, SCGM a déposé à la Régie un projet dont les coûts étaient basés sur des équipements qui asséchaient le biogaz à +4°C et non à -10°C. La Régie est ainsi d'avis que

⁴⁹ NS, pages 127 et 128.

⁵⁰ Ibid. à la page 177.

si SCGM a été en mesure d'évaluer les prévisions budgétaires pour le projet prévoyant une dessiccation à +4°C, elle était en mesure de réviser ses besoins budgétaires pour une dessiccation à -10°C. Plus généralement, un gestionnaire prudent doit réévaluer la rentabilité et la pertinence de poursuivre la réalisation d'un projet avant que des sommes importantes ne soient engagées.

En fait, SCGM n'a pas suivi ici le cheminement qu'elle a par ailleurs suivi lorsqu'elle a pris connaissance du changement de localisation de la conduite :

« Je pense que tout le long, Monsieur le Président, du processus, à chaque fois qu'on fait un projet et qu'il est déposé à la Régie, le processus de préparation à ce projet-là continue. Il y a toujours des changements qui sont apportés. Et à quelque part, les dirigeants prennent une décision à savoir est-ce que c'est significatif au moment où on connaît ces changements-là pour qu'on fasse un changement, parce que des changements il y en a tout le temps. Et dans ce cas ici, avec l'information qu'on avait avant notre décision, on avait jugé que ces changements-là n'auraient pas d'impact significatif pour nous. Ce n'est pas la première fois qu'on change le tracé, qu'on passe du fossé à l'accotement ou de l'accotement au fossé; ça arrive régulièrement. Mais habituellement ça ne nous crée aucun problème ou peu de problèmes, autant au niveau de l'ingénierie qu'au niveau des coûts. »⁵¹

À cet égard, SCGM a apprécié les coûts en se basant sur des faits et son expérience. À l'égard du changement lié à la dessiccation, SCGM n'a tout simplement pas apprécié les coûts.

De plus, la décision de poursuivre l'investissement a été prise dans un contexte où l'analyse de sensibilité du projet démontrait clairement qu'une augmentation des coûts de 10 % rendait le projet non rentable. Cette décision a aussi été prise au moment où la conduite devait être installée sous l'accotement. Même si ce dernier élément, en soi, pouvait être contenu à l'intérieur des prévisions, le contexte global militait en faveur d'une réévaluation du projet avant sa mise en oeuvre.

La Régie est d'avis que SCGM aurait pu et aurait dû réaliser une estimation, même préliminaire, des impacts monétaires du changement en cause. **Au terme de son appréciation de la preuve, la Régie juge que la décision d'aller de l'avant avec le projet, sans évaluer les impacts monétaires, mêmes préliminaires, de l'abaissement de la température de dessiccation, a été imprudente.**

⁵¹ NS, page 88.

7.3.4 REMÈDE

Ayant conclu à l'imprudence de l'investissement, la Régie doit déterminer le remède à apporter.

SCGM soutient que, dans le contexte du Mécanisme incitatif en vigueur, elle a déjà été pénalisée et qu'elle ne devrait pas subir une autre pénalisation par un retrait d'actifs de sa base de tarification. La Régie considère que le Mécanisme incitatif n'a pas pour effet de soustraire SCGM à un examen de la prudence de ses investissements et de priver la Régie de son choix d'apporter les remèdes appropriés dans l'éventualité où les investissements sont jugés imprudents.

Les coûts supplémentaires reliés à l'abaissement de la température du biogaz sont rapportés dans le rapport des suivis du projet Sainte-Sophie/Saint-Jérôme⁵². Ces coûts supplémentaires s'élèvent à 3 571 562 \$.

Ces coûts incluent, en plus du système d'assèchement, un système de contrôle plus élaboré et un besoin de compression additionnel de 14 psig en raison de l'ensemble des pertes de charges que ces systèmes occasionnent⁵³. Les coûts d'ajout de capacité de compression découlent, en grande partie (14 psig sur 20 psig), de la dessiccation additionnelle.

La Régie conclut que le montant de 3 571 562 \$ doit être retiré de la base de tarification, qui inclut un montant de 1 100 000 \$ qui est à venir. La clientèle de SCGM ne doit pas assumer ou supporter un investissement jugé imprudent.

En conséquence, la Régie demande à SCGM de mettre à jour le présent dossier de fermeture afin de tenir compte de la présente décision et ce, d'ici le 10 juillet 2006.

7.4 OPINION DISSIDENTE DU RÉGISSEUR BENOÎT PEPIN RELATIVE AU PROJET SAINTE-SOPHIE / SAINT-JÉRÔME

7.4.1 TEST DE PRUDENCE

Je retiens la formulation du test de prudence énoncée dans la décision *Enbridge Gas Distribution c. Ontario Energy Board*, 2005 CanLII 4941 (Ont. S.C.D.C.) et discutée par la Régie dans sa décision D-2005-50, à savoir :

⁵² Item 5, page 4.

⁵³ Item 5.2, page 4.

« • Decisions made by the utility's management should generally be presumed to be prudent unless challenged on reasonable grounds.

• To be prudent, a decision must have been reasonable under the circumstances that were known or ought to have been known to the utility at the time the decision was made.

• Hindsight should not be used in determining prudence, although consideration of the outcome of the decision may legitimately be used to overcome the presumption of prudence.

• Prudence must be determined in a retrospective factual inquiry, in that the evidence must be concerned with the time the decision was made and must be based on facts about the elements that could or did enter into the decision at the time. » (§ 10)

Dans le contexte de l'industrie de la distribution gazière, je garde aussi à l'esprit le passage introductif de ce test dans la décision Enbridge Gas Distribution puisqu'il illustre la problématique vécue par les gestionnaires dans le cadre de leur travail :

« In an industry that combines long lead times for plant construction with wide fluctuations in supply and demand, constant changes in the regulatory environment, and unpredictability in the availability and price of alternative sources of fuel, some projects that seem prudent at the time when costs are incurred may appear, some years later, in hindsight, to have been unnecessary or inadvisable. The prudence of the investment must be judged by what a utility's management knew, or could have known, at the time the costs were incurred. » (§ 9)

Il en découle trois concepts clefs pour la présente décision, à savoir que (i) les décisions des gestionnaires de SCGM sont présumées prudentes tant qu'elles ne sont pas renversées par une analyse basée sur des faits probants, (ii) une décision prudente est fondée sur une appréciation raisonnable des faits portés à la connaissance du gestionnaire et des faits qu'il aurait dû connaître lors de sa prise de décision et (iii) l'analyse de la prudence ne doit pas être faite en rétrospective avec la connaissance des faits postérieurs à la décision. Elle se limite à l'analyse des faits qui ont, ou auraient dû, influencer la décision du gestionnaire.

Enfin, le test vise à apprécier la prudence de l'investissement de SCGM. Il ne vise pas à sanctionner le processus réglementaire ou la relation entre SCGM et la Régie. De telles critiques ne doivent pas influencer la présente décision.

7.4.2 PROJET D'EXTENSION DE RÉSEAU

L'investissement faisant l'objet de l'examen de prudence est l'extension du réseau de distribution de SCGM afin de desservir l'usine de Saint-Jérôme de Cascades Groupe Papiers Fins inc. en gaz naturel provenant du lieu d'enfouissement sanitaire de Sainte-Sophie (le Projet).

Le coût estimé du Projet était de 7 748 000 \$. Son coût réel est de 13 242 383 \$. L'excédent de près de 5,5 M\$ est attribuable au déplacement de la conduite de distribution pour 1,5 M\$, l'ajout de compression et de dessiccation pour environ 3,6 M\$ et le solde pour divers ajouts, dont un poste de mesurage à Saint-Jérôme.

Ce Projet a fait l'objet d'une demande d'autorisation préalable par SCGM en vertu de l'article 73 de la Loi. Le 22 juin 2004, il a reçu l'approbation de la Régie dans sa décision D-2004-128.

7.4.3 DEUX CAUSES PRINCIPALES

Dans le cadre du Projet, des décisions ont été prises en regard de deux sujets d'importance, soit l'emplacement de la conduite reliant le lieu d'enfouissement sanitaire (L.E.S.) de Sainte-Sophie à l'usine de Cascades et la dessiccation du biogaz à -10°C.

Les excédents de coûts sont liés ou découlent de ces décisions. Ainsi, les coûts de compression découlent des installations de dessiccation, tout comme ceux relatifs à l'agrandissement des bâtiments qui en résulte.

« En fait la chose la plus significative et la grande variabilité dans la composition et dans le débit du biogaz.

Cette grande variabilité-là en fait nous a amenés à choisir une température d'assèchement des gaz qui était de beaucoup inférieure à ce qui avait été préconisé par notre consultant comme étant quatre degrés Celsius (4°C) parce que nous ne sommes pas en régime permanent; donc, toujours à cause de cette grande variabilité-là.

Et il y a peut-être un lien en fait qui n'a pas été, que je n'ai pas pu exprimer en répondant à vos questions, c'est que ça a amené d'abord à une dessiccation plus importante comme je mentionnais avec tout ce qui s'ensuit. Donc, température sous le point de congélation de l'eau, donc traitement de l'eau par antigel,

récupération; en fait il y a eu beaucoup de décisions qui ont été prises suite à cette variabilité-là, donc à cette température-là. » (NS, pages 174-175)

En dernier lieu, une troisième catégorie de coûts apparaît du suivi du Projet, comprenant ceux du poste de livraison chez Cascades, au montant de 222 400 \$, qui ne sont pas reliés aux deux causes mentionnées précédemment. Une telle somme, dans le cadre d'un projet de 7 748 000 \$ n'est pas suffisamment importante pour avoir une incidence matérielle sur le Projet et sa rentabilité. Elle ne requiert pas une analyse plus poussée à l'égard du test de prudence.

7.4.4 EXAMEN DE LA PREUVE

L'examen attentif de la preuve m'amène à conclure, différemment de mes collègues, à la prudence de l'investissement.

J'examinerai, à tour de rôle, la prudence des décisions prises par SCGM en relation avec l'emplacement de la conduite de gaz naturel entre le L.E.S. de Sainte-Sophie et son client Cascades à Saint-Jérôme, puis la dessiccation et ses conséquences.

Pour les fins de la présente décision, je citerai, au long, les extraits pertinents des notes sténographiques de l'audience convoquée par la Régie pour l'examen de la prudence de l'investissement. Cela permet de mieux refléter le contexte des décisions de SCGM et de mieux supporter l'analyse.

A. Emplacement de la conduite

La modification de l'emplacement de la conduite entre Sainte-Sophie et Saint-Jérôme a provoqué un excédent de coûts de 1 506 083 \$. Ces coûts ont été causés par le déplacement de la conduite du fossé à l'emprise de la route ainsi que par le forage en surprofondeur.

Pour déterminer la prudence des décisions de SCGM à ce sujet, il faut connaître l'entente entre SCGM et le Ministère des transports du Québec (le MTQ) et l'expérience de SCGM dans sa gestion. Il faut ensuite examiner la chronologie des négociations entre SCGM et la Ville de Mirabel.

À l'égard de la localisation dans l'emprise de la route, la décision de SCGM repose sur deux éléments. SCGM sait qu'en vertu de l'entente qu'elle a avec le MTQ, il lui est possible, sans permission expresse, d'installer sa conduite dans le fossé le long de la route. Enfin,

l'expérience de son préposé depuis plus de 12 ans lui dicte, de l'inspection visuelle du terrain, que ce fossé appartient au MTQ.

« R. Alors, Monsieur le président, nous avons une entente avec le ministère des Transports du Québec sur l'usage des emprises de routes et l'usage, je dirais, fait que le ministère des Transports ne pose aucun problème à Gaz Métro quand on veut passer dans le fond des fossés.

Nous avons donc contacté le ministère des Transports à la date mentionnée, donc en avril suite à des relevés d'arpentage qui nous ont indiqué que les fossés, bien que je dirais que la nature, la configuration et l'entretien des fossés nous démontraient, enfin nous démontraient, nous laissaient croire que les fossés étaient de propriété du domaine public et quand on s'est rendu compte qu'ils n'étaient pas tous du domaine public, bien qu'ils apparaissaient être entretenus par, je dirais par les gouvernements ou par la municipalité dans le cas qui nous concerne, donc, on a contacté le ministère des Transports pour vérifier avec eux s'il y avait possibilité de s'installer plutôt dans l'accotement de la route, ce que le ministère considère étant de l'entité primaire de la route, et là il faut s'entendre avec eux sur les profondeurs et les façons de s'installer quand on est dans la partie qu'ils appellent le « primaire de la route » ou si vous voulez qui correspond à la structure de la route même. Le fossé étant exclu de cette définition-là. [...]

Dans le cas qui nous occupe ou d'une façon générale, quand on est dans la région de Montréal et la région limitrophe de Montréal, c'est la première fois depuis que je suis chez Gaz Métro que ça arrive que le ministère des Transports n'est pas propriétaire de toute l'emprise de la route, y compris le fossé. Donc, on ne fait pas ces vérifications-là d'une façon autre que de mentionner en fait les projets pour s'assurer qu'on n'est pas ni l'un ni l'autre, je dirais, dans les jambes de l'autre.

Comme je dis, c'est la première fois que je vois dans la région limitrophe de Montréal des fossés qui n'appartiennent pas au ministère des Transports. On voit ça plutôt dans les régions éloignées où pour des raisons de coûts le ministère des Transports ne procède pas à l'achat ou l'expropriation directement des fossés ou de l'emprise totale de la route. [...]

Q. [40] Donc, c'est la première fois que ça arrive depuis que vous êtes à Gaz Métro... Je m'excuse, je ne me rappelle pas de la date de votre entrée en fonction chez Gaz Métro. Ça fait quoi quinze (15), vingt (20) ans? Je vous demandais, ça faisait combien de temps que vous étiez chez Gaz Métro pour donner une idée.

R. Je suis rentré chez Gaz Métro en mil neuf cent quatre-vingt-treize (1993). Donc, ça fait douze (12) ou treize (13) ans. [...] » (NS, pages 69-72)

Même si ce constat s'est avéré incorrect, SCGM savait qu'elle pouvait aussi installer sa conduite, avec entente avec le MTQ, dans l'emprise de la route et que, de son point de vue basé, encore une fois, sur l'expérience de nombreux projets, ce déplacement n'engendre pas de coûts significatifs pouvant mettre en péril le Projet.

« Et dans ce cas ici, avec l'information qu'on avait avant notre décision, on avait jugé que ces changements-là n'auraient pas d'impact significatif pour nous. Ce n'est pas la première fois qu'on change le tracé, qu'on passe du fossé à l'accotement ou de l'accotement au fossé; ça arrive régulièrement. Mais habituellement ça ne nous crée aucun problème ou peu de problèmes, autant au niveau de l'ingénierie qu'au niveau des coûts. » (NS, page 88)

Je considère ce choix justifié. Malheureusement pour SCGM, ce premier événement ne sera pas le dernier. Le problème s'accroît lorsque le déplacement de la conduite dans l'emprise de la route se conjugue avec la présence d'une nappe phréatique en surface qui en affaiblit la portée et la volonté de la Ville de Mirabel, que SCGM ne pouvait prévoir, de remettre à neuf les égouts municipaux situés dans la même emprise. Ce projet de la Ville de Mirabel force SCGM à enfouir sa conduite plus profondément et à encourir les coûts du forage directionnel beaucoup plus coûteux que l'enfouissement en tranché.

Cette dernière décision n'est prise par SCGM qu'à la suite de la connaissance des conditions fixées par la Ville de Mirabel en juillet 2004, après l'autorisation du Projet par la Régie et alors que SCGM est liée contractuellement à Cascades pour la distribution du gaz naturel à son usine de Saint-Jérôme.

« R. Monsieur le Président, effectivement, on ne s'attendait pas que le dépassement des coûts était pour être aussi important. En fait, habituellement, quand on s'installe dans les accotements, donc dans la structure de la route, la structure est en général suffisante. Quand je dis « en général », c'est assez rare que la structure n'est pas suffisante comme portance pour être capable de soutenir le poids de cette conduite-là. Et on a dû procéder par forage directionnel sur certaines distances. [...] »

Q. [47] Et à une réponse à une des nos questions, vous expliquez également que vous avez dû enfouir vos conduites à un niveau plus profond, à une profondeur plus grande que prévue. Et puis vous nous dites que c'est une exigence de la Ville de Mirabel suite à des rencontres tenues au mois de mai deux mille quatre (2004). Et, ça, on voit ça à la pièce, l'item 5.1 à la page 2. Et compte tenu de la décision

de la Ville de Mirabel, là, est-ce que vous anticipiez à ce moment-là un impact à la hausse sur le coût de votre projet lorsque la Ville a décidé ou vous a imposé, si on veut, d'enfouir vos équipements à un niveau plus profond dans la terre?

R. Effectivement, Monsieur le Président, quand nous avons su en juillet deux mille quatre (2004), nous avons pris connaissance des exigences finales de la Ville de Mirabel, on savait qu'il était pour y avoir des coûts supérieurs, là, dus à la surprofondeur de l'installation » (NS, pages 75-77)

Pour les raisons données par SCGM, il ne m'apparaît pas que cette décision soit imprudente. Il m'apparaît, au contraire, que l'appréciation première des coûts était valide et basée sur une expérience solide. Les faits postérieurs sont uniques. Ils requièrent une combinaison très particulière d'événements, soit une route dont la portance n'est pas usuelle puisque le poids de la conduite de gaz naturel n'est généralement pas tel qu'il requiert un support plus fort que la route, la présence d'une nappe phréatique en surface et, surtout, le projet de la municipalité, dont les égouts sont dans la même emprise de route, de procéder à leur réfection dans un horizon de temps contemporain au Projet (Voir : Rapport des suivis, item 5, page 3 et item 5.1, page 2 ainsi que NS, page 89).

À l'égard du test de prudence, je conclus que les décisions de SCGM à l'égard de l'emplacement de la conduite étaient, à l'époque où elles ont été prises, raisonnables puisque fondées sur des faits, soit l'entente avec le MTQ, et son expérience en la matière. Quant à la surprofondeur, les conséquences de sa décision découlent du projet de réfection de la Ville de Mirabel, un fait inconnu de SCGM lors de la conception du Projet et de la détermination de son tracé. SCGM ne savait, ni ne pouvait savoir que de tels événements engendreraient des coûts excédentaires avant de s'engager auprès de son client Cascades à lui livrer le biogaz du L.E.S. de Sainte-Sophie. Ces équipements ont été prudemment acquis et sont utiles pour l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel de SCGM.

B. Dessiccation et ses conséquences

Le second enjeu de taille dans l'appréciation de la prudence de l'investissement tourne autour de la décision d'assécher le biogaz à une température de -10°C alors qu'il était initialement prévu de le faire à +4°C. Ce choix, beaucoup plus contraignant, a eu des conséquences financières majeures sur le Projet. Ce choix, et ce qui en découle, est responsable à lui seul d'excédents de coûts de 3 571 562 \$ pour le poste de compression et de certaines autres dépenses accessoires au poste de livraison chez le client.

Au point de départ, la décision d'assécher le biogaz à +4°C pour en retirer l'eau et éviter la formation d'acides corrosifs dans la conduite fonde l'ingénierie préliminaire et la demande

d'approbation du Projet. Cette décision fut prise par des experts externes et SCGM est bien fondée de s'appuyer sur ces recommandations indépendantes.

« R. Comme j'ai mentionné à la chronologie des événements, Monsieur le Président, effectivement, dès deux mille deux (2002) nous avons demandé, en fait notre consultant, qui est Johnston-Vermette, avait fait appel à un consultant de l'Ouest canadien qui était, je dirais, expert dans le domaine de ce qu'ils appellent le « sour gas » et on avait compris jusqu'en deux mille quatre (2004) environ que le gaz n'était pas considéré comme du « sour gas ». Bien qu'on avait une inquiétude et on voulait effectivement se faire confirmer par Biothermica sur la quantité d'acide, je dirais, contenue dans le biogaz directement sur le site donc de Sainte-Sophie.

Q. [59] Et on comprends également à la lecture des tâches que j'ai faite tantôt, on comprend que c'est Gaz Métro qui a fixé les paramètres de refroidissement à quatre degrés Celsius (4°C). C'est ce que je comprends, c'est l'hypothèse que vous avez donnée à Biothermica?

R. C'est effectivement l'hypothèse qui était retenue à l'époque par Gaz Métro suite, comment je dirais, au résultat que nous avons obtenu de ce consultant-là donc dans l'Ouest canadien. [...]

R. Donc, l'expert qu'on avait retenu qui est Johnston-Vermette, la firme de génie conseil qui, elle-même, avait retenu son propre expert, donc une compagnie de l'Ouest canadien.

Q. [62] Et c'est eux qui ont fixé le plus quatre?

R. C'est eux, ce sont ces consultants-là qui ont fixé le plus quatre.»
(NS, pages 98-99)

Les excédents de coûts liés à la dessiccation découlent en premier lieu de la composition et de la variabilité du débit du biogaz au L.E.S. de Sainte-Sophie et ces éléments n'étaient pas connus de SCGM lors de la détermination de la dessiccation à +4°C par ses consultants.

Il est établi que SCGM ne connaissait pas, lors de l'ingénierie préliminaire, la composition réelle et la variabilité du débit du biogaz. Ces nouvelles données, obtenues en janvier 2004 à la suite de la caractérisation demandée à Biothermica (Rapport des suivis, item 5.2), ont amené SCGM à réduire la température d'assèchement du biogaz à -10°C. La composition du biogaz, qui contient des composés permettant la formation d'acides en présence d'eau, combinée à l'effet de condensation causé par la variabilité du débit du gaz, rendent son

assèchement absolument nécessaire pour assurer la sécurité du réseau de distribution. À cet égard, ces investissements sont utiles.

Contrairement à mes collègues, je ne crois pas que cette décision à l'égard de la dessiccation, même prise avant l'approbation du Projet par la Régie, entraîne qu'elle soit imprudente. Il faudrait pour cela établir la connaissance de SCGM à l'égard des conséquences monétaires de cette décision, ce qui n'a pas été fait. Au contraire, à tort ou à raison, SCGM en ignorait les conséquences. Son témoignage, seule preuve probante à ce sujet, m'en convainc :

« J'aimerais peut-être juste prendre, si vous me permettez, quelques minutes pour vous expliquer à tous et à toutes que, en fait je dirais que le point, il ne s'agit pas d'une série d'erreurs ou de mauvais calculs qui sont indépendants les uns des autres mais tout ça vient de notre connaissance partielle et la connaissance partielle d'ailleurs du marché en général sur les biogaz. Et ce qui a amené en fait cette série de modifications-là, ça part d'une seule. En fait la chose la plus significative et la grande variabilité dans la composition et dans le débit du biogaz.

Cette grande variabilité-là en fait nous a amenés à choisir une température d'assèchement des gaz qui était de beaucoup inférieure à ce qui avait été préconisé par notre consultant comme étant quatre degrés Celsius (4°C) parce que nous ne sommes pas en régime permanent; donc, toujours à cause de cette grande variabilité-là.

Et il y a peut-être un lien en fait qui n'a pas été, que je n'ai pas pu exprimer en répondant à vos questions, c'est que ça a amené d'abord à une dessiccation plus importante comme je mentionnais avec tout ce qui s'ensuit. Donc, température sous le point de congélation de l'eau, donc traitement de l'eau par antigel, récupération; en fait il y a eu beaucoup de décisions qui ont été prises suite à cette variabilité-là, donc à cette température-là.

Et pour ce qui est de la compression comme telle, je vous ai répondu en fait qu'il n'y avait pas de différence significative dans la pression où Gaz Métro on reçoit le gaz en provenance du site d'Intersan, pas plus que de différence de pression dans ce qu'on livre chez notre client Cascades à l'autre bout de la ligne par rapport à ce... c'est-à-dire la pression finale par rapport à ce qui avait été prévu dès deux mille deux (2002).

Donc, en fait il y a une chose qui, je pense qui mérite d'être mentionnée, c'est que la différence de pression s'est passée à l'intérieur de notre propre système. Et

disons qu'il y a une petite partie de, je dirais environ trente pour cent (30 %) de cette variation de pression là qu'on peut relier directement à la variabilité du biogaz encore une fois; la viscosité du biogaz est variable également dans le temps. Elle n'est pas seulement fonction... les pertes de pression donc pas seulement du débit mais de la viscosité du gaz qui varie en fonction de la composition, et le reste, soit environ soixante-dix pour cent (70 %) de ces besoins de pression là supplémentaire ou de perte de pression supplémentaire viennent du fait qu'on a dû installer un système de dessiccation beaucoup plus important, avec donc toutes les pertes de pression y afférentes. Donc, parce qu'on passe à travers des échangeurs, on passe à travers plus d'accessoires.

Donc, je dirais pour faire un résumé : si de biogaz on avait été, comment je dirais ça, plus informé sur sa nature hautement variable, on aurait tout de suite décidé des bonnes températures de condensation, donc des appareils de dessiccation, et donc des appareils de compression qui doivent maintenant faire face à des pertes de pression plus élevées que ce qui était dans le passé.

En fait, je tenais à peut-être reprendre un peu les effets cascade ou domino en fait d'un seul élément qui, ayant été évalué en fait d'une façon malencontreusement pas assez exacte, a amené une série d'autres décisions mais qui n'étaient pas le fruit d'erreurs je dirais ou de manque de calculs indépendants les uns des autres, mais c'est bien une suite, une série en fait d'événements qui se sont produits en cascade et pour lesquels il aurait été difficile sinon impossible pour nous d'en prévoir l'impact.

En fait quand on a, même si on a su, avant le dépôt de notre demande devant votre Régie, qu'il y avait des températures qui étaient pour être différentes mais les impacts, il ne nous a pas été possible de les prévoir avant je dirais que l'ingénierie détaillée soit terminée et que les entrepreneurs aient soumis leurs prix. » (NS, pages 174-177)

Les conséquences de la dessiccation à -10°C ne furent connues, et c'est un point crucial, qu'avec l'ingénierie de détail, à la fin de l'été 2004, après l'approbation du Projet par la Régie et, surtout, après l'entente avec Cascades, alors que le besoin de dessiccation lui-même était impératif pour assurer l'opération sécuritaire des équipements en présence d'acidité dans le gaz et de conditions propices à la formation d'acides corrosifs.

« L'ingénierie détaillée nous a coûté sept cent mille dollars (700 000 \$) à peu près pour être capable de déterminer en fait si les températures, par exemple une température de moins dix degrés Celsius (-10°C) de conception, qu'on a demandée avant le dépôt à la Régie, était pour être suffisante ou pas. Donc, on

s'est dit : bien, il faut arrêter à un moment donné de dépenser de l'argent pour préparer un projet qui n'a pas encore reçu l'approbation de la Régie, et c'est ce qui explique que les impacts en fait d'avoir choisi moins dix degrés Celsius (-10°C) au lieu de quatre degrés (4°), on les a sus, on les a connus surtout dans la partie des coûts longtemps, bien, en fait longtemps, longtemps après le dépôt du document de demande d'approbation à la Régie. [...]

R. Monsieur le Président, moi, ce que je peux vous affirmer aujourd'hui, c'est que si on n'avait pas mis ces équipements de dessiccation supplémentaires suite aux lectures de température du biogaz à l'arrivée chez Cascades, le système n'aurait pas pu opérer d'une façon sécuritaire. » (NS, pages 118 et 121)

L'examen du dossier nous enseigne que SCGM a pris la décision d'assécher le biogaz à -10°C alors que le Projet était sous étude par la Régie. À tort ou à raison, ce changement n'a pas amené SCGM à revoir les coûts du Projet. Il est manifeste, *a posteriori*, que cette décision fut la mauvaise et qu'elle était d'une importance primordiale. Son importance n'est toutefois pas apparue à SCGM avant l'ingénierie de détail et ses conséquences ne sont pas apparues d'un seul bloc, mais plutôt par étapes successives alors que le Projet était engagé.

« R. En fait, je dirais que l'impact monétaire de ce changement-là nous est apparu au fur et à mesure de l'ingénierie de détail. Ce qu'on avait escompté ou estimé, c'est que probablement que le refroidisseur serait un peu plus gros, plus puissant, je dirais, en termes de force de moteur. Mais ce qu'on a réalisé lors de l'ingénierie détaillée, en fait, c'est que comme on est maintenant avec un gaz qui est à température inférieure au point de congélation, on ne peut pas simplement retirer l'eau d'une méthode conventionnelle par contact avec une surface froide, finalement, qui est l'échangeur de chaleur sans risquer le gel de cette eau-là. Et donc ce qui a amené une injection de glycol, par exemple, qui sert d'antigel dans le gaz avant que l'eau puisse condenser. Donc, ce qu'on condense maintenant, ce n'est pas seulement de l'eau puisqu'on veut le condenser à moins dix degrés Celsius, mais on condense d'un mélange d'eau et de glycol.

Et donc, suite, en fait, à ce constat-là, toujours lors de l'ingénierie détaillée, bien, le glycol, on ne peut pas simplement l'envoyer dans l'environnement comme de l'eau. Donc, il faut un système de récupération de ce glycol-là. Et tout ça, finalement, ça fait des équipements qui sont compliqués et, deuxièmement, très coûteux. En fait, il faut ajouter des chaudières, il faut ajouter des échangeurs supplémentaires, puis il faut surtout s'assurer que le glycol qu'on met donc comme antigel soit récupéré avant que l'eau retourne dans l'environnement. » (NS, pages 127-129)

À l'égard du test de prudence, je conclus que les décisions de SCGM relativement à la dessiccation du biogaz étaient, à l'époque où elles ont été prises, raisonnables puisque fondées sur l'expertise de consultants externes. De plus, les conséquences financières sur le Projet du changement de température pour la dessiccation ne sont apparues que lors de l'ingénierie détaillée effectuée après l'autorisation du Projet par la Régie. Je ne crois pas que SCGM savait ou pouvait connaître les conséquences monétaires que de tels événements engendreraient pour le Projet avant de s'engager auprès de son client Cascades à lui livrer le biogaz du L.E.S. de Sainte-Sophie.

Pour conclure autrement, il faut attribuer une connaissance présumée des conséquences de la dessiccation. Il m'apparaît, avec déférence pour l'opinion contraire de mes collègues, que cet exercice requiert l'usage de rétrospection.

Selon la preuve au dossier, SCGM ne le savait pas. Il faudrait conclure qu'elle aurait dû le savoir. Or, je ne crois pas que la preuve permette de soutenir une telle affirmation et de rencontrer le test selon lequel la présomption de prudence doit être renversée par des faits probants. L'analyse de mes collègues opère un renversement du fardeau de la preuve, contrairement à la présomption de prudence prévue par le test, en demandant à SCGM de mettre en preuve des faits concrets qui lui aurait permis de conclure que ce changement n'aurait pas d'impact significatif.

Si SCGM ne redoutait pas le problème, elle ne pouvait investir plus tôt pour en mesurer les conséquences. La Régie elle-même, aux fins de sa décision D-2004-128, ne l'a pas exigé. C'est précisément là que se glisse l'analyse rétrospective. Il faut connaître les conséquences pour justifier le besoin d'analyses qui auraient mis en lumière ces conséquences jusque-là inconnues. Il apparaît donc que la décision d'abaisser la température du biogaz était justifiée par des faits nouveaux, soit la variabilité de son débit et sa composition et la sécurité d'opération du réseau de distribution.

Il a fallu déboursier 700 000 \$ en services d'ingénierie détaillée pour établir ces conséquences monétaires. La connaissance des conséquences techniques et financières de la demande à -10°C n'est venue que postérieurement à l'approbation du Projet et à l'entente de distribution entre SCGM et son client Cascades. Pour ces raisons, je crois que les décisions de SCGM relatives à la dessiccation et ses conséquences ont été prudentes dans le contexte dans lequel elles ont été prises. Ces équipements ont donc été prudemment acquis et sont utiles pour l'exploitation du réseau de distribution de gaz naturel de SCGM.

7.4.5 EXAMEN DE LA PREUVE

Sans que cela soit nécessaire pour conclure à l'égard de la prudence de l'investissement, il m'apparaît manifeste que les conséquences du Projet ont été examinées et les leçons tirées par SCGM, qui a mis en place une nouvelle structure de suivi de projets.

« Dès les premiers signes que des difficultés imprévues se présentaient, nous avons géré ce projet en situation de crise, et ce, jusqu'à la fin. Nous avons redoublé d'efforts, fouillé, analysé, argumenté à fond, et chaque fois que nous avons été placés devant le fait de prendre une décision, nous avons pris la bonne décision pour les clients, pour les distributeurs et très certainement pour la sécurité du réseau. [...] »

Une chose est certaine par contre, c'est que nous avons appris de cette expérience et que nous avons apporté des changements à nos façons de concevoir, d'estimer et de gérer des projets de construction afin d'éviter de se retrouver dans des situations similaires.

Les changements les plus importants touchent l'ingénierie préliminaire versus l'ingénierie détaillée. En fait, ce que je veux dire c'est que, selon le projet, sa complexité, ses coûts et le niveau de risque encouru, le comité de projet décidera de l'opportun d'investir dans la préparation de données d'ingénierie ou de conception plus détaillées avant de débiter le processus d'approbation. [...] »

La gestion intégrée des projets, c'est le troisième changement. Un changement plus important encore que les autres, à mon avis, c'est de mieux intégrer les différents éléments de la gestion du projet. Nous avons en effet centralisé la gestion des projets majeurs au corporatif par la création d'une nouvelle direction. Le nouveau directeur de ce service est d'ailleurs avec nous, c'est Raymond Gauvreau.

Chaque projet majeur et/ou complexe est géré par un intégrateur, si je peux utiliser le terme, c'est-à-dire un directeur de projets corporatifs, de façon à déceler le plus rapidement possible les écarts de projets. » (NS, pages 23-26)

7.4.6 COMMENTAIRE SUR LE MODE DE RÉGLEMENTATION

Enfin, un mot sur l'effet du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé par la Régie par sa décision D-2004-51⁵⁴. Je partage la vision de SCGM sur ses effets :

⁵⁴ Dossier R-3494-2002, 3 mars 2004.

« Maintenant, le deuxième point que je voulais aborder, c'était l'encadrement réglementaire, ou plus simplement, ou plus familièrement le mécanisme incitatif. Donc, avant d'aborder cet aspect-là, j'aimerais revenir peut-être sur un peu de, parler un peu d'un mode de réglementation basé sur un coût de service traditionnel.

Donc, dans un mode de coût de service traditionnel, il y a une grande difficulté, en fait on appelle ça souvent l'asymétrie d'information; le problème c'est que le régulateur ne sait pas tout ce que le régulé, j'espère que j'utilise le bon terme, l'assujetti connaît, donc c'est une des difficultés. Donc, ça amène des examens assez rigoureux de la part de la Régie, je dis « régie » dans le sens générique, de l'organisme de réglementation sur les dossiers qui sont présentés, et à plus forte raison ou de la même façon, je devrais dire, sur les investissements qui ont été réalisés.

Et ça peut amener, en fait le seul incitatif peut-être, ou un des seuls incitatifs dans un tel régime de coût de service traditionnel à ne pas dépasser les coûts, à limiter la croissance des coûts, c'est vraiment l'examen que le régulateur fait des investissements et des coûts, et la seule menace qu'il reste finalement quand on parle d'actifs c'est de désallouer les actifs, de les retirer de la base de tarification lorsqu'ils sont jugés imprudents.

Ça c'est dans un mode de coût de service traditionnel, ça a un certain sens; maintenant, nous on est dans un mode de réglementation incitative. En principe un mode de réglementation incitative vient pallier à ce problème-là, donc ça règle le problème d'asymétrie d'information en responsabilisant le Distributeur, ou l'assujetti comme on disait tantôt, donc en l'incitant à faire tout le temps son possible pour réduire lui-même les coûts sans l'intervention du régulateur.

Donc, c'est un peu ce qui se passe dans notre mécanisme incitatif. On est déjà pénalisé, puis c'est ça que je veux faire ressortir ce matin; on est déjà pénalisé en raison de l'application du mécanisme incitatif pour avoir dépassé les coûts dans le projet Sainte-Sophie. En fait ce qui est important ce n'est pas tant le dépassement des coûts en soi comme le coût absolu.

En fait si on avait été capable de réduire les coûts du projet de Sainte-Sophie encore davantage que ce qu'on a fait, il n'y a pas de doute qu'on avait avantage à le faire dans le cadre du mécanisme incitatif parce que présentement ce qui se passe c'est qu'on réalise une perte de... puis c'est au dossier à la réponse 4.1, on réalise une perte de huit cent cinquante-sept mille six cent vingt-trois dollars (857 623 \$) en deux mille cinq (2005) seulement, en raison du dépassement de coûts.

Donc, ce qui est arrivé, c'est qu'on a ajouté plus de dépenses que... quand je dis « dépenses » c'est l'amortissement sur les actifs et ainsi de suite, que de revenus; donc, ça crée une perte de productivité et cette perte de productivité là se traduit en une perte de huit cent cinquante-sept mille dollars (857 000 \$) pour deux mille cinq (2005) seulement. Et puis il va y avoir encore des pertes au cours des années subséquentes; en fait au cours des cinq prochaines années, on va avoir encore, on va subir encore des pertes de productivité en raison de cet investissement-là. [...]

Donc, au sujet des risques qu'on assume déjà en vertu du mécanisme incitatif, je reviendrai d'ailleurs sur une décision, la D-2004-128, et cette fois-ci j'ai la page, c'est à la page 15, où la Régie disait justement :

“Enfin, les risques le cas échéant seraient assumés par les clients et par l'actionnaire en vertu du mécanisme incitatif en vigueur.”

Donc, les risques se sont matérialisés; effectivement on en assume une partie. »
(NS, pages 34-38)

Il m'apparaît important de souligner, en détails, les impacts du Mécanisme incitatif de réglementation puisqu'ils influencent les décisions d'investissement de SCGM (Voir : Rapport de suivi, item 5.4). Certains peuvent y voir un incitatif très fort, d'autres non. Quoiqu'il en soit, il incite SCGM à diminuer les excédents de coûts de ses projets. Cet incitatif doit être pris en considération dans l'appréciation du test de prudence puisqu'il rend encore plus improbable la conclusion à l'effet que le Projet était imprudent.

Pour ces motifs, je maintiendrais les actifs du Projet dans la base de tarification de SCGM.

7.5 AUTRES SUIVIS

SCGM dépose un rapport de suivi concernant les transactions de transport et d'équilibrage effectuées sur le marché secondaire en cours d'année⁵⁵. Au cours de l'année 2005, elle a effectué au total 180 transactions sur le marché secondaire. Les transactions effectuées sont des cessions de transport, des échanges, des prêts d'espace d'entreposage et de l'extraction des liquides de gaz. Le montant total récolté par SCGM pour l'ensemble de ces transactions est de 19,9 M\$ réparti comme suit :

⁵⁵ Pièce B-1, SCGM-6, document 4.

• cession de capacité de transport	12,2 M\$
• échanges	2,8 M\$
• prêts d'espace	4,2 M\$
• liquide de gaz	<u>0,6 M\$</u>
• total	<u>19,9 M\$</u> ⁵⁶

L'effet global de ces transactions sur le bénéfice de SCGM doit s'apprécier en évaluant les revenus réalisés et les coûts encourus. À cause de la faiblesse des consommations des clients, SCGM a pu revendre une partie des capacités excédentaires de transport et d'équilibrage sur le marché secondaire. Ce bénéfice, combiné aux autres transactions effectuées sur le marché secondaire, a permis à SCGM de dégager, au niveau du transport et de l'équilibrage, un bénéfice de 8,2 M\$. Ce bénéfice lui a permis d'atteindre son rendement et d'accéder à une partie de sa bonification. La Régie se déclare satisfaite du rapport de suivi présenté par SCGM.

La Régie constate la non utilisation du programme commercial axé sur le financement (PCAF) et de son absence de popularité auprès de la clientèle ciblée.

Tout comme l'année dernière, SCGM informe la Régie qu'il n'y a pas eu de développement majeur dans le dossier de la nouvelle franchise pour desservir les territoires des régions du Bas Saint-Laurent, de la Gaspésie et de la Côte-Nord depuis le dernier rapport de suivi. SCGM suit l'évolution des différents projets de terminaux méthaniers afin d'envisager une éventuelle desserte en gaz naturel des municipalités entre Rivière-du-Loup et Lévis.

Finalement, la Régie prend acte du dépôt des rapports suivants :

- le rapport d'activités de DATECH (Développement et Assistance technologique);
- le rapport sur le programme de flexibilité tarifaire bi-énergie;
- le rapport sur les revenus générés par le service du gaz d'appoint (concurrence et saisonnier);
- le rapport de suivi du Projet Mobilité (D-2005-139⁵⁷) : Le projet, qui vise à déployer des équipements informatiques, a débuté en avril 2005 par la révision des processus d'affaires. SCGM mentionne que l'échéancier prévu de la mise en service du projet n'est pas modifié;

⁵⁶ L'écart est dû aux arrondissements.

⁵⁷ Dossier R-3572-2005, 28 juillet 2005.

- le rapport de suivi du Projet G-18 (D-2005-163⁵⁸) : Le gestionnaire en charge de coordonner le projet « Bulletin G-18 » fut nommé le 17 novembre 2005. L'échéancier du projet est inchangé.

8. INFORMATIONS CONFIDENTIELLES

La Régie accepte la demande de SCGM de traiter de façon confidentielle les états financiers relatifs à des affiliés privés non réglementés. À des fins de suivi et de comparaison, la Régie considère opportun de conserver, pour un délai de deux ans, ces états financiers au terme duquel ils seront retournés à SCGM.

9. FRAIS DE PARTICIPATION

En raison de la participation des membres du Groupe de travail à la rencontre pour la présentation du Rapport annuel tenue le 15 décembre 2005, la Régie ordonne à SCGM de payer aux participants à cette réunion des frais de 500 \$, plus les taxes applicables :

• Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)	500,00 \$
• Corporation des propriétaires immobiliers du Québec (CORPIQ)	500,00 \$
• Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)	575,13 \$
• Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAMÉ)	537,57 \$
• Option consommateurs (OC)	537,57 \$
• Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA)	575,13 \$
• Union des consommateurs (UC)	537,57 \$
• Union des municipalités du Québec (UMQ)	500,00 \$

En ce qui concerne les frais de 132 \$ additionnels de l'ACIG, la Régie juge, vu l'absence de participation active à la présente audience, que ces frais sont inclus dans l'enveloppe forfaitaire de 500 \$ attribuée aux intervenants.

⁵⁸ Dossier R-3576-2005, 16 septembre 2005.

VU ce qui précède;

La Régie de l'énergie :
.....

ACCUEILLE la présente demande;

PREND ACTE de la bonification de rendement réalisée de 5 297 000 \$ (5 294 000 \$ après impôts), soit la différence entre le revenu net d'exploitation réel résultant de l'application des tarifs de SCGM pour l'année financière terminée au 30 septembre 2005 (143 170 000 \$), dont le coût en capital réalisé est de 8,56 %, et le revenu net d'exploitation de base en fonction d'un taux pondéré du coût du capital de base sur la base de tarification de 8,24 % (137 873 000 \$);

PREND ACTE de l'atteinte, par SCGM, d'un pourcentage global moyen de réalisation des indices de qualité de service de 97,85 % dans le cadre du Mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance, impliquant le droit de SCGM de conserver la totalité de la part de bonification de rendement réalisée de 5 294 000 \$ (après impôts) pour l'année financière 2004-2005, conformément à la décision D-2004-51;

AUTORISE SCGM à mettre fin au suivi du projet Asbestos (Magnola);

DÉCLARE imprudente la décision de SCGM de réaliser le projet Sainte-Sophie / Saint-Jérôme;

RETRANCHE de la base de tarification un montant de 2 471 562 \$ correspondant aux dépassements de coûts liés à la dessiccation du projet Sainte-Sophie / Saint-Jérôme;

ORDONNE à SCGM de ne pas inclure à sa base de tarification le montant de 1 100 000 \$ ou tout autre coût lié à l'installation d'un cinquième compresseur dans le cadre du projet Sainte-Sophie, et d'informer la Régie de la réalisation de cet investissement à la première occasion en précisant le montant;

DEMANDE à SCGM de mettre à jour le dossier de fermeture pour tenir compte de la présente décision d'ici le 10 juillet 2006;

PREND ACTE du dépôt, sous pli confidentiel, des états financiers des affiliés privés non réglementés de SCGM auprès de la Régie;

ACCEPTE la demande de SCGM de traiter de façon confidentielle les états financiers déposés relatifs aux activités d'entreprises privées non réglementées;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion de ces documents et de ces renseignements pour un délai de deux ans, après quoi ils seront retournés à SCGM;

ORDONNE à SCGM de payer aux participants à la réunion du Groupe de travail du 15 décembre 2005 les frais octroyés à la section 9, dans les quinze jours de la présente décision.

Benoît Pepin
Régisseur

Anthony Frayne
Régisseur

Louise Rozon
Régisseure

ANNEXE

COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉELS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE AVEC LE BUDGET POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2005

Annexe (1 page)

B.P. _____

A.F. _____

L.R. _____

Société en commandite Gaz Métro
Rapport annuel au 30 septembre 2005, R-3591-2005

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉELS DE L'ACTIVITÉ RÉGLEMENTÉE AVEC LE BUDGET
POUR L'EXERCICE FINANCIER TERMINÉ LE 30 SEPTEMBRE 2005
(000\$)**

No de ligne	Description	Projections D-2004-196 (1)	Résultats réels (SCGM-4, doc.2,col 7)	Ecart
		(1)	(2)	(3)
1	REVENUS			
2	Revenus de vente de gaz avant PGEÉ	1 532 874	1 585 462	52 588
3	Pertes de revenus et frais reportés reliés au PGEÉ	2 515	3 036	521
4	Normalisation due à la température	0	1 793	1 793
5	Revenus de vente de gaz après PGEÉ	1 535 389	1 590 291	54 902
6	Fourniture	(723 831)	(814 220)	(90 389)
7	Compression	(32 924)	(27 539)	5 385
8				
9		778 634	748 531	(30 103) (A)
10	Rabais à la consommation et autres	(1 996)	(1 735)	261
11	CASEP	(1 000)	(1 000)	0
12	Revenus après rabais	775 638	745 796	(29 842)
13	FRAIS DE TRANSPORT, D'ÉQUILIBRAGE ET DE DISTRIBUTION	328 849	307 793	(21 056) (B)
14	MARGE BRUTE SUR LES VENTES DE GAZ NATUREL	446 789	438 003	(8 786)
15	REMBOURSEMENT AUX CLIENTS FEÉ	4 000	4 000	0
16	AUTRES REVENUS D'EXPLOITATION	2 990	3 094	104
17	MARGE BÉNÉFICIAIRE BRUTE	453 779	445 097	(8 682)
18	DÉPENSES			
19	Dépenses d'exploitation	123 202	123 510	308
20	Plan global efficacité énergétique	5 119	5 119	0
21	Amortissement des immobilisations	69 097	69 075	(22)
22	Amortissement des frais reportés	38 602	38 434	(168)
23	Impôts fonciers et autres	26 381	27 126	745 (C)
24	Impôt sur le revenu	40 536	38 663	(1 873) (D)
25	Total des dépenses	302 937	301 927	(1 010)
26	REVENUS NETS D'EXPLOITATION	150 842	143 170	(7 672)
27	BASE DE TARIFICATION MOYENNE	1 674 777	1 673 214	(1 563) (E)
28	TAUX PONDÉRÉ DU COÛT DU CAPITAL	9.01%	8.56%	-0.45%

- (1) Le budget 2005 a été redressé pour refléter les ordonnances suivantes de l'Office national de l'énergie :
- TCPL - suite à l'ordonnance AO-3-TGI-07-2003 de l'ONE, la Régie nous a transmis sa lettre d'approbation le 6 janvier 2005.
 - TCPL - suite à l'ordonnance AO-4-TGI-07-2003 de l'ONE, la Régie nous a transmis sa lettre d'approbation le 28 février 2005.
 - TCPL - suite à l'ordonnance TG-03-2005 de l'ONE, la Régie nous a transmis sa lettre d'approbation le 30 juin 2005.

Source : Pièce B-1, SCGM-4, document 1, page 1.