

DÉCISION

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2003-180	R-3510-2003	26 septembre 2003
------------	-------------	-------------------

PRÉSENTS :

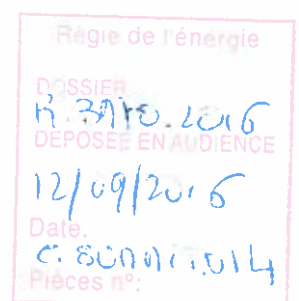
Jean-Noël Vallière, B.Sc. (Écon.)
Anita Côté-Verhaaf, M.Sc. (Écon.)
Francine Roy, MBA
Régisseurs

Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)
Demanderesse

et

Intervenants dont la liste apparaît à la page suivante
Intervenants

*Demande de modifier les tarifs de SCGM à compter du
1^{er} octobre 2003*



LISTE DES INTERVENANTS :

- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG);
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ);
- Direct Energy Marketing Limited (Direct Energy);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Gazifère Inc. (Gazifère);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);
- Hydro-Québec;
- 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. Demande.....	6
1.1 Conclusions recherchées par SCGM	7
2. Revenu requis et hausse tarifaire demandée à la suite de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM.....	8
2.1 Revenu requis à la suite de l'application du mécanisme incitatif	8
2.1.1 Base de tarification	10
2.1.2 Rendement	11
2.1.3 Gain de productivité	11
2.2 Hausse tarifaire	12
2.3 Opinion de la Régie	13
2.3.1 Application du mécanisme incitatif.....	13
2.3.2 Système para-comptable et mise sur pied d'un Groupe de travail pour l'examen de l'allocation des coûts au service de fourniture	14
3. Stratégie tarifaire proposée pour répartir la hausse tarifaire.....	15
3.1 Opinion de la Régie	16
4. Modifications aux structures tarifaires.....	16
4.1 Niveau général des réductions et implications pour les relations logiques entre les tarifs.....	16
4.1.1 Relations logiques entre les tarifs.....	17
4.1.2 Utilisation du tarif D_m	17
4.2 Niveau de réduction pour engagements contractuels	19
4.2.1 Validité actuelle des pratiques commerciales qui, en 1988, ont amené la mise en place des réductions	20
4.2.2 Évaluation quantitative de la valeur d'un contrat pour un client.....	20
4.2.3 Différenciation de la réduction pour durée de contrat selon les tarifs.....	20
4.2.4 Durée cible de contrat.....	20
4.2.5 Poids relatif entre les pourcentages maximums de réduction pour OMA et durée de contrat	20
4.3 Modifications aux tarifs de distribution D_1 et D_M	21
4.4 Modifications au tarif de distribution D_5	21
4.4.1 Volet IA et volet IB.....	21
4.4.2 Rencontres relatives aux réductions du tarif D_5	23
4.5 Rencontres sur les conditions de fourniture	23
4.6 Effet sur les tarifs.....	24
4.7 Opinion de la Régie	25
4.7.1 Modifications aux structures tarifaires	25

4.7.2	Texte des tarifs	26
4.7.3	Rencontres relatives aux réductions du tarif D_5	26
4.7.4	Rencontres sur les conditions de fourniture	27
5.	Mesures favorisant l'offre de fourniture à prix fixe par les fournisseurs.....	27
5.1	Preuve de SCGM	27
5.1.1	Contexte.....	27
5.1.2	Tarif de fourniture reflétant l'approvisionnement spécifique d'un client	28
5.2	Preuve et position des parties	31
5.2.1	Direct Energy.....	31
5.2.2	FCEI	32
5.2.3	OC.....	32
5.2.4	UC.....	32
5.2.5	UMQ.....	33
5.3	Opinion de la Régie	33
5.3.1	Besoin réel de la clientèle.....	34
5.3.2	Consultation auprès des fournisseurs et courtiers	34
5.3.3	Coût réel d'acquisition	34
5.3.4	Accessibilité au service à prix fixe.....	35
6.	Programme de produits financiers dérivés.....	36
6.1	Prix maximal pour contrats d'échange et plancher des colliers	36
6.2	Prix d'exercice maximal pour l'achat des options	37
6.3	Volumes totaux de gaz pouvant être protégés (balises volumétriques)	37
6.4	Conséquences de l'option prix fixe sur le programme de dérivés financiers.....	38
6.5	Améliorations éventuelles au programme de produits financiers dérivés.....	39
6.6	Opinion de la Régie	40
6.6.1	Prix maximal pour contrats d'échange, prix plancher des colliers et prix d'exercice maximal pour l'achat des options.....	40
6.6.2	Balises volumétriques.....	40
6.6.3	Améliorations éventuelles au programme de produits financiers dérivés.....	40
7.	Plan d'approvisionnement gazier – horizon 2004-2006	41
7.1	Demande de gaz naturel	41
7.1.1	Hypothèses économiques et situation concurrentielle.....	41
7.1.2	Prévision de la demande.....	41
7.2	Contexte, stratégies et contrats existants d'approvisionnement	43
7.2.1	Fourniture	43
7.2.2	Transport.....	44
7.2.3	Équilibrage	45
7.3	Caractère optimal de la structure choisie.....	46

7.4	Opinion de la Régie	46
7.4.1	Sécurité d'approvisionnement	46
7.4.2	Caractère optimal du plan.....	47
7.4.3	Répartition des coûts	47
8.	Rapports spécifiques demandés par la Régie et suivis de décisions	
	antérieures.....	48
8.1	PGEÉ	48
8.1.1	Plan 2003-2006.....	49
8.1.2	Dissidence de l'ACIG.....	50
8.1.3	Étude sur l'attraction et la fidélisation de la clientèle	52
8.1.4	Opinion de la Régie.....	53
8.2	Plan d'action du FEÉ.....	55
8.2.1	Plan d'action 2003-2004.....	55
8.2.2	Opinion de la Régie.....	56
8.3	Rapport annuel de performance : programme de produits financiers	
	dérivés.....	56
8.3.1	Réduire la volatilité du portefeuille.....	56
8.3.2	Limiter l'impact d'une augmentation potentielle des prix	57
8.3.3	Préserver la position concurrentielle du gaz naturel.....	58
8.3.4	Opinion de la Régie.....	58
9.	Frais des intervenants	58

1. DEMANDE

Le 5 mars 2003, Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) introduit à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande de modifier ses tarifs à compter du 1^{er} octobre 2003.

Le 19 mars 2003, la Régie rend la décision D-2003-55 visant à amorcer la procédure de l'ensemble du dossier.

Le 16 mai 2003, par sa décision D-2003-92, la Régie permet la mise en place d'un Groupe de travail et fixe les lignes directrices pour le processus d'entente négociée (PEN). La Régie détermine notamment les sujets référés au PEN et les sujets étudiés en audience.

Le 26 juin 2003, le Groupe de travail dépose à la Régie son rapport final sur le dossier tarifaire 2004. L'ACIG exprime une dissidence sur la proposition portant sur le Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ), plus spécifiquement les programmes dédiés aux clients Ventes grandes entreprises (VGE) et le mécanisme d'ajustement pour pertes de revenus (MAPR) relié à ces programmes.

Le 27 juin 2003, S.É./AQLPA informe la Régie de sa dissidence concernant l'étude attraction-fidélisation du PGEÉ. Le 30 juin suivant, l'AGIG fait état à la Régie d'un deuxième point de dissidence découlant des impacts qu'auront les nouvelles dispositions relatives aux retraits interdits sur le service de gaz d'appoint. SCGM demande à la Régie de lui indiquer si elle entend traiter de ces éléments de dissidence puisque ceux-ci n'ont pas été inscrits dans le rapport final.

Dans sa décision D-2003-148 du 25 juillet 2003, la Régie rejette le deuxième point de dissidence de l'ACIG. Elle autorise S.É./AQLPA à faire valoir son point de vue sur l'étude attraction-fidélisation du PGEÉ.

L'audience se tient les 20, 21 et 22 août 2003 et le dossier est pris en délibéré le 27 août, date de la réception de la demande amendée et des pièces modifiées pour tenir compte de la mise à jour relative aux taux d'intérêt et d'inflation.

Le 12 septembre 2003, le distributeur transmet à la Régie une copie de l'ordonnance TGI-2-2002 de l'Office national de l'énergie (ONE), laquelle modifie les tarifs de TransCanada Pipelines Limited (TCPL) à compter du 1^{er} septembre 2003. Il transmet aussi une copie de la décision RP-2002-0130 de la Commission de l'énergie de l'Ontario, laquelle modifie les tarifs d'équilibrage d'Union Gas Limited (Union) à compter du 1^{er} juillet 2003. Il joint à cet envoi une demande réamendée accompagnée de pièces modifiées afin d'intégrer

l'effet de ces deux décisions dans les tarifs devant entrer en vigueur à compter du 1^{er} octobre 2003.

Tous les intervenants au dossier ont reçu copie des pièces et de la demande réamendée. La Régie demande par lettre aux intervenants de faire valoir leurs commentaires quant au contenu de la demande de SCGM.

1.1 CONCLUSIONS RECHERCHÉES PAR SCGM

Les conclusions recherchées dans la demande réamendée de SCGM, en date du 12 septembre 2003, sont les suivantes :

« RECONDUIRE jusqu'au 30 septembre 2005 les programmes et conditions tarifaires suivants déjà reconduits jusqu'au 30 septembre 2004 par la décision D-2002-196 : 1) programme de flexibilité tarifaire bi-énergie; 2) programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D1, D3 et DM;

APPROUVER le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2004 décrit à la pièce SCGM-4, document 1 et ce, tel que prévu à l'article 72 de la Loi;

APPROUVER, pour l'exercice financier 2004, 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, le tout tel que décrit à la pièce SCGM-5, document 1, page 2 de 20;

RELEVER SCGM de l'obligation de soumettre dans les prochains dossiers tarifaires, comme suivi de la décision D-2001-214, les tableaux comparatifs des fluctuations observées entre les prévisions de l'institution financière retenue pour les projections du prix des services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression et les prévisions d'une autre institution financière;

APPROUVER l'application à l'exercice 2004 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2000-183;

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

AUTORISER le coût en capital moyen de 8,87% sur la base de tarification pour l'exercice financier 2004, 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 et D-99-150 dont SCGM propose la reconduction pour l'exercice 2004, ainsi que d'une bonification résultant de l'application du mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance approuvé dans la décision D-2000-183;

AUTORISER, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2004, le coût en capital prospectif de 7,48% résultant de l'utilisation des taux déterminés selon les paramètres contenus dans la décision D-97-25;

MODIFIER, à compter du 1^{er} octobre 2003, les tarifs de SCGM de façon à ce qu'ils génèrent les revenus requis totalisant 762 084 000\$, de façon à permettre à SCGM de récupérer l'ensemble de ses coûts pour assumer ses services;

AUTORISER la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-12, document 5;

APPROUVER le texte des tarifs proposé à la pièce SCGM-13, document 1, incluant les dispositions intégrant la proposition visant à faciliter l'offre des fournisseurs et courtiers en gaz naturel auprès de la clientèle d'une option à prix fixe à durée déterminée pour l'achat de leur gaz naturel. »

2. REVENU REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF À L'AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE DE SCGM

2.1 REVENU REQUIS À LA SUITE DE L'APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF

Le fonctionnement du mécanisme de rendement incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM est basé sur une comparaison entre le revenu plafond découlant de l'application du mécanisme incitatif et le revenu requis tel qu'il aurait été établi selon la méthode du coût de service. En début d'exercice, dans le cas où le revenu requis est inférieur au revenu plafond, l'écart favorable, considéré comme un gain de productivité, est partagé avec les clients dans la proportion de 47,5 % pour ces derniers et de 52,5 % pour SCGM à titre de bonification du rendement sur les fonds propres.

Le tableau 1 présente le calcul du gain de productivité applicable pour l'année tarifaire 2003-2004 et son partage ainsi que le revenu plafond et le revenu requis selon les composantes distribution (D), inventaires (F, C, T), transport (T) et équilibrage (É).

TABLEAU 1
CALCUL DU GAIN DE PRODUCTIVITÉ
ET SON PARTAGE
(000 \$)

	2002-2003	2003-2004				TOTAL
	TOTAL	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	
Revenu plafond	745 888	445 281	15 429	229 402	80 251	770 363
Revenu requis (avant partage)	738 172	418 715	15 429	229 402	80 251	743 797
Gain de productivité	7 716	26 566	--	--	--	26 566
Part des clients 47,5 %	3 665	12 619				
Part de SCGM 52,5 %	4 051	13 947				
Rendement additionnel de SCGM après impôts	0,45 %	1,52 %				

Sources : SCGM-8, documents 1-2-3-4; SCGM-12, documents 2-3

La composante inventaires (F, C, T) représente les coûts reliés au maintien des inventaires se rapportant aux services de fourniture de gaz naturel, de gaz de compression et de transport, soit le rendement, l'impôt et la taxe sur le capital.

Le revenu plafond total 2003-2004 se chiffre à 770 363 000 \$, dont 445 281 000 \$ au titre de revenu de distribution, et il est établi à partir du revenu plafond de l'exercice antérieur, lequel est ajusté pour tenir compte de la variation des volumes projetés par rapport à l'exercice précédent. Le revenu plafond de distribution est indexé selon l'indice des prix à la consommation (IPC Québec) de 3,14 %¹ moins un facteur de 0,3 % reflétant, à l'égard de la productivité, la performance historique de SCGM dans les activités de distribution. Le revenu plafond, qui est comparé au revenu requis, est ajusté pour tenir compte de l'impact des facteurs exogènes et des exclusions.

Le revenu requis total, avant partage des gains de productivité, se chiffre à 743 797 000 \$, dont 418 715 000 \$ au titre de revenu de distribution. Il est établi de la même manière que dans un mode de réglementation par les coûts. Les coûts de transport et d'équilibrage sont en majeure partie déterminés par les contrats conclus avec les fournisseurs des services de

¹ SCGM-8, document 1, page 1.

transport et d'entreposage. Les coûts de la distribution sont constitués principalement des dépenses d'exploitation projetées pour l'année témoin 2003-2004 au montant de 118 310 000 \$, des dépenses d'amortissement des actifs de distribution et du rendement sur la base de tarification de la composante distribution².

2.1.1 BASE DE TARIFICATION

Pour l'exercice financier 2004, SCGM projette une base de tarification moyenne de 1 647 823 000 \$. Les additions à la base de tarification s'élèvent à 104 069 000 \$. Elles sont présentées sous deux rubriques générales : les frais reportés pour un total de 29 090 000 \$ et les immobilisations, regroupées sous cinq catégories, pour un total de 74 979 000 \$.

2.1.1.1 Développement du réseau et contributions

Dans le développement du réseau, SCGM prévoit investir 34 155 000 \$ ventilés de la manière suivante : 5 000 000 \$ pour des projets d'extensions subventionnés inférieurs à 1,5 M\$, 15 536 000 \$ pour des projets de raccordement au réseau et 13 620 000 \$ pour des projets de raccordement hors-réseau³. Les projets de développement de réseau sont réalisés en fonction de leur rentabilité, tel que déterminé à la pièce présentant la rentabilité du plan de développement⁴. Par ailleurs, les contributions de 5 800 000 \$ correspondent à des subventions gouvernementales pour des projets réalisés en 2003.

2.1.1.2 Amélioration du réseau et réseau de transmission

Dans le but d'assurer la fiabilité du service de distribution et la sécurité du réseau, SCGM prévoit des investissements de 15 961 000 \$ pour la catégorie amélioration du réseau et 325 000 \$ pour le raccordement et la régularisation du réseau de transmission.

2.1.1.3 Entreposage du gaz

Le distributeur propose d'investir 830 000 \$ à son usine de liquéfaction. Cet investissement est nécessaire afin d'effectuer des mises à niveau aux normes de l'Association canadienne de normalisation, d'assurer la fiabilité et la sécurité entourant l'usine de liquéfaction et d'améliorer les procédés.

² SCGM-8, document 6, page 1.

³ SCGM-6, document 3, page 9.

⁴ SCGM-2, document 6, page 1.

2.1.1.4 Installations générales

SCGM envisage des investissements de 20 837 000 \$ afin d'assurer l'entretien et l'amélioration des installations. Ces investissements couvrent des projets de modernisation des infrastructures, d'aménagement des bureaux d'affaires, d'améliorations locatives, de modernisation des équipements de transport et de la machinerie lourde, de maintien et de modernisation de l'outillage et des équipements de travail, de même que le remplacement et la mise à niveau des équipements informatiques et de communication.

2.1.1.5 Frais généraux capitalisés

Ces investissements de 8 671 000 \$ correspondent aux frais généraux encourus pour la réalisation des investissements ci-dessus mentionnés.

2.1.2 RENDEMENT

Le rendement correspond au coût moyen pondéré des différentes composantes de la structure de capital. SCGM utilise, pour l'exercice financier 2004, une structure de capital constituée de 38,5 % d'avoir des actionnaires ordinaires, de 7,5 % d'actions privilégiées et de 54 % de dette⁵. Le coût en capital moyen, avant partage du gain de productivité, est de 8,29 %. Ce coût en capital moyen comprend, entre autres, un coût moyen de la dette de 7,878 %, et un taux de rendement, avant bonification, de 9,45 %⁶ sur l'avoir des actionnaires ordinaires. Ce taux résulte de l'application de la formule d'ajustement automatique du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires approuvée dans les décisions D-99-11 et D-99-150 et dont la reconduction pour l'année 2003-2004 est demandée par SCGM.

2.1.3 GAIN DE PRODUCTIVITÉ

Comme illustré au tableau 1, l'écart de 26 566 000 \$ entre le revenu plafond de distribution (445 281 000 \$) et le revenu requis avant partage (418 715 000 \$) constitue le gain de productivité.

La part de SCGM du gain de productivité, soit 13 947 000 \$, représente une bonification après impôts de 1,52 %⁷ du taux de rendement de base sur les fonds propres. Le taux de

⁵ SCGM-7, document 2, page 1.

⁶ SCGM-7, document 2, page 1.

⁷ SCGM-8, document 3, page 1.

rendement demandé sur l'avoir ordinaire s'établit donc à 10,97 %⁸. Le coût en capital moyen est de 8,87 %, après partage du gain de productivité.

2.2 HAUSSE TARIFAIRE

Les tarifs sont fixés de manière à générer le revenu plafond moins la part des clients du gain de productivité, nette des sommes investies dans le Fonds en efficacité énergétique (FEÉ).

La hausse tarifaire demandée est obtenue en comparant le revenu requis après partage avec le revenu obtenu en appliquant les tarifs en vigueur, pour l'année 2002-2003, aux volumes projetés pour l'année témoin 2003-2004.

Le tableau 2 présente la hausse tarifaire globale par composante dégroupée.

TABLEAU 2
CALCUL DE L'AJUSTEMENT TARIFAIRE GLOBAL
(000 \$ et en %)

	Distribution (D)	Inventaires (F, C, T)	Transport (T)	Équilibrage (É)	TOTAL
Revenu plafond	445 281	15 429	229 402	80 251	770 363
Part des clients	(12 619)				(12 619)
Fonds d'efficacité énergétique	4 340				4 340
Revenu requis (après partage)	437 002	15 429	229 402	80 251	762 084
Tarifs 2002-2003*	429 184	12 647	229 110	76 335	747 276
Ajustement tarifaire	7 818	2 782	292	3 916	14 808
Pourcentage	1,82 %	21,00 %	0,13%	5,13 %	1,98 %

* Tarifs en vigueur en 2002-2003 appliqués aux volumes projetés pour l'année témoin 2003-2004.

Sources : SCGM-8, document 4; SCGM-12, documents 3 et 7.

⁸ SCGM-7, document 1, page 2.

2.3 OPINION DE LA RÉGIE

2.3.1 APPLICATION DU MÉCANISME INCITATIF

La Régie déplore le dépôt tardif, le 12 septembre 2003, d'une demande réamendée du dossier tarifaire 2004 résultant des modifications des tarifs de TCPL et de Union.

La décision de l'ONE modifiant les tarifs de TCPL porte la date du 26 août 2003 et celle de la Commission de l'énergie de l'Ontario, la date du 8 mai 2003. La Régie est d'avis que SCGM disposait de suffisamment de temps pour devancer le dépôt de la demande réamendée et des pièces révisées. Dans un contexte où la Régie s'efforce de rendre sa décision avant le 1^{er} octobre, la collaboration de toutes les parties impliquées est requise.

La Régie note que le rapport du Groupe de travail fait état d'une dissidence de l'ACIG. Direct Energy s'abstient sur tous les sujets soumis au Groupe de travail et donne son accord à la pièce SCGM-8, documents 22 et 23, conditionnellement à la mise sur pied d'un groupe de travail pour examiner l'allocation des coûts au service de fourniture. Tous les autres membres acceptent les conséquences tarifaires du dossier.

La Régie se prononce sur la dissidence de l'ACIG dans la section de la décision consacrée à l'efficacité énergétique. Elle se prononce également sur la demande de la mise sur pied d'un groupe de travail pour l'examen de l'allocation des coûts au service de fourniture à la suite des commentaires suivants sur la hausse tarifaire.

Le Groupe de travail est d'avis que les pièces produites par SCGM respectent le mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance de SCGM et permettent, en conséquence, à la Régie de fixer les tarifs de SCGM à compter du 1^{er} octobre 2003. La Régie est d'avis que la décision sur la dissidence de l'ACIG influence légèrement le niveau des tarifs. En effet, les dépenses projetées comprennent, au titre de la mise à jour annuelle du PGEÉ pour l'exercice 2004, un montant de 5 001 000 \$ dont 1 055 000 \$ pour des programmes visant les VGE.

Le gain de productivité est en hausse de 18 850 000 \$ par rapport à celui de l'année passée. En dépit d'une détérioration de la position concurrentielle, SCGM projette une augmentation de la demande. Les livraisons avant interruption sont en hausse de 2,2 % passant de 5 272 10⁶m³ à 5 573 10⁶m³. Cette augmentation des livraisons se traduit par une hausse des revenus de distribution de 1,7 M\$.

Les dépenses d'exploitation augmentent de 5 %, passant de 112,7 à 118,3 M\$. Deux éléments ponctuels expliquent partiellement la hausse : la reprise des cotisations au fonds de

pension des cadres de 2,8 M\$ et l'augmentation des dépenses d'assurance de 0,8 M\$. Reprenant un principe exposé l'an dernier, en réponse aux questions de la Régie en relation avec l'augmentation des dépenses d'exploitation, SCGM fait valoir que sans prétendre que le niveau absolu des dépenses n'est plus une préoccupation, elle se soucie davantage de la contribution des dépenses à l'accroissement des ventes et à la performance de l'organisation.

La base de tarification augmente de 84,6 M\$. Un peu plus de la moitié de cette augmentation provient de la hausse du prix du gaz naturel que l'on retrouve dans les inventaires, soit 19,4 M\$, et de la récupération des comptes de stabilisation tarifaire, soit 29,6 M\$. Dans la décision D-2002-196, la Régie estimait que SCGM devrait fournir des informations plus détaillées en ce qui a trait à la justification par catégorie des investissements par rapport aux objectifs visés. La Régie juge que les informations déposées répondent à sa demande.

Les tarifs de distribution augmentent de 1,82 %; en incluant les autres composantes, la majoration globale est de 1,98 %, le tout étant inférieur au taux d'inflation prévu de 2,45 %⁹.

La Régie constate que l'entente déposée par le Groupe de travail est conforme à l'application des paramètres du mécanisme incitatif approuvé par la décision D-2000-183. Elle accepte la proposition tarifaire qui en découle, le niveau exact des tarifs étant sujet aux conclusions de la Régie exprimées dans la présente décision.

2.3.2 SYSTÈME PARA-COMPTABLE ET MISE SUR PIED D'UN GROUPE DE TRAVAIL POUR L'EXAMEN DE L'ALLOCATION DES COÛTS AU SERVICE DE FOURNITURE

Dans la décision D-2001-232, la Régie accueille l'approche proposée par SCGM d'évaluer le temps consacré par ses ressources aux différents services : fourniture, gaz de compression, transport et équilibrage. Un tel exercice devait permettre la mesure des coûts spécifiques à chaque catégorie de clients : ceux qui prennent tous les services du distributeur et ceux qui les prennent d'autres fournisseurs. La Régie mentionnait qu'elle évaluerait les résultats de cette étude lors de son dépôt.

Dans la décision D-2003-91, la Régie exprime sa préférence pour que cet examen soit effectué dans le présent dossier tarifaire. La Régie ajoute que l'examen de ce sujet donnerait l'opportunité à tous les intervenants concernés de faire valoir leur point de vue quant à la méthodologie proposée.

⁹ SCGM-8, document 16, page 3.

La Régie note que seul Direct Energy demeure intéressé à ce que cette question soit approfondie dans le cadre d'un groupe de travail. Selon cette intervenante, qui se prononçait sur l'option prix fixe, pour que l'entrée dans le marché du détail soit commercialement viable il faut que les consommateurs en gaz de réseau supportent, dans leur tarif de fourniture de gaz, les mêmes types de coûts administratifs que les détaillants en énergie doivent eux-mêmes encourir, et ce, à des niveaux de coûts comparables.

En outre, l'intervenant demande à la Régie de référer le sujet à un groupe de travail. La Régie juge inopportun de référer le sujet à un groupe de travail. Elle est satisfaite des conclusions de l'analyse soumise par le distributeur et juge que le maintien du système para-comptable n'est plus nécessaire.

3. STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR RÉPARTIR LA HAUSSE TARIFAIRE

Les revenus additionnels requis des inventaires (F, C, T), des services de transport, d'équilibrage et de distribution correspondent à la différence entre les revenus proposés et les revenus actuels, tel que le démontre le tableau 2.

De façon générale, les revenus additionnels requis des inventaires (F, C, T) des services de transport et d'équilibrage ont été répartis au prorata des volumes correspondant au service fourni à la classe tarifaire.

Le revenu additionnel requis du service de distribution s'élève à 7 818 000 \$. Ce montant est la résultante de la somme des coûts nets de 3 082 000 \$ pour le FEÉ, des coûts nets de 1 683 000 \$ pour le PGEÉ, des autres coûts de distribution de 17 610 000 \$, diminuée de la portion du trop-perçu de l'année financière 2001-2002 de 14 557 000 \$ à être remise aux clients¹⁰.

Les coûts du FEÉ sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution des clients des tarifs D_1 , D_3 et D_M (excluant les clients qui bénéficient du tarif fixe de distribution). Les coûts du PGEÉ sont répartis selon la méthode d'allocation approuvée dans la décision D-2001-232. Le montant du trop-perçu de l'année financière 2001-2002 est

¹⁰ SCGM-12, document 1, pages 7 et 8, et SCGM-12, document 5, page 1.

réparti entre les catégories de clients (excluant les clients à tarif fixe de distribution) en pourcentage des revenus de distribution, et ce, de façon uniforme¹¹.

Les revenus additionnels requis découlant des autres coûts de distribution sont répartis uniformément en pourcentage des revenus de distribution (excluant les clients à tarif fixe de distribution)¹².

3.1 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-12, document 5. Cette répartition est conforme à l'approche suivie depuis l'instauration du mécanisme incitatif. Les modifications proposées aux structures des tarifs de distribution ne causent pas d'interfinancement entre les classes tarifaires. Enfin, les hausses tarifaires par catégorie de clients sont également acceptées telles que présentées.

4. MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

SCGM présente sa réflexion sur les structures tarifaires de distribution et les modifications proposées¹³. Plus spécifiquement, les principaux sujets abordés sont les suivants :

- le niveau général des réductions et implication pour les relations logiques entre les tarifs;
- les services de distribution D_1 et D_M ;
- le service de distribution D_5 .

4.1 NIVEAU GÉNÉRAL DES RÉDUCTIONS ET IMPLICATIONS POUR LES RELATIONS LOGIQUES ENTRE LES TARIFS

SCGM a entrepris une réflexion sur le niveau général des réductions et les implications pour les relations logiques entre les tarifs en réponse à une demande de la Régie¹⁴. Selon SCGM, ce processus débute par l'analyse des structures tarifaires actuelles, la clientèle visée par ces structures et par un questionnement sur la pertinence d'apporter des modifications ou non. Par la suite, les relations logiques entre les tarifs, les niveaux de réductions associés aux

¹¹ SCGM-12, document 1, page 8.

¹² SCGM-12, document 1, page 8.

¹³ SCGM-11, document 1.

¹⁴ Décision D-2002-196, dossier R-3484-2002, 26 septembre 2002.

différents engagements contractuels, les impacts des modifications envisagées et de l'approche proposée pour les prochains dossiers tarifaires seront examinés.

La structure tarifaire actuelle de distribution comporte cinq tarifs distincts :

- le tarif général (D_1);
- le tarif modulaire (D_M);
- les tarifs débit stable (D_3 et D_4);
- le tarif interruptible (D_5).

De l'avis de SCGM, les structures tarifaires actuelles demeurent pertinentes afin de répondre au besoin de l'ensemble de la clientèle et de permettre une saine gestion de l'approvisionnement du réseau.

4.1.1 RELATIONS LOGIQUES ENTRE LES TARIFS

Les relations logiques entre les tarifs, aussi appelées points de croisement, découlent des critères établis, applicables à chaque tarif, selon lesquels un client paie le même taux unitaire peu importe la structure tarifaire applicable. Une fois ces critères établis, un client ayant un profil de consommation ou des caractéristiques contractuelles différentes est avantagé ou désavantagé selon le tarif applicable et peut alors choisir le tarif qui lui est avantageux en autant qu'il respecte les critères d'applicabilité.

4.1.2 UTILISATION DU TARIF D_M

Dans l'établissement des points de croisement, SCGM propose dorénavant d'utiliser le tarif de distribution D_M comme grille tarifaire de base en lieu et place du tarif D_1 . En effet, plutôt que de choisir le tarif D_1 , les clients qui rencontrent les critères d'accessibilité aux tarifs D_3 , D_4 ou D_5 choisiraient le tarif D_M accompagné d'engagement contractuel afin de bénéficier de réductions tarifaires additionnelles.

4.1.2.1 Point de croisement entre les tarifs continus D_M et D_3/D_4

Le point de croisement est influencé par le coefficient d'utilisation (CU), la durée de contrat et l'obligation minimale quotidienne (OMQ) par rapport à l'obligation minimale annuelle (OMA).

Pour établir le point de croisement entre les tarifs D_M et D_3/D_4 , les caractéristiques suivantes seraient pertinentes :

- au tarif D_M : OMA de 90 % (c'est-à-dire réduction maximale) et durée de contrat de 12 mois;
- aux tarifs D_3 et D_4 : CU de 50 % et durée de contrat de 12 mois.

Étant donné les particularités des types d'obligation, quotidienne dans le cas des tarifs D_3/D_4 et annuelle dans le cas du tarif D_M , SCGM propose de considérer un engagement maximal au tarif D_M comme équivalent à l'engagement intégré à la structure tarifaire D_3/D_4 par le biais du volume souscrit.

4.1.2.2 Point de croisement entre les tarifs D_3/D_4 et D_5

Pour établir le point de croisement entre les tarifs D_3/D_4 et D_5 les caractéristiques suivantes devraient être considérées :

- aux tarifs D_3 et D_4 : CU de 100 % et durée de contrat de 12 mois;
- au tarif D_5 : OMA de 85 % et durée de contrat de 12 mois.

L'utilisation d'un CU de 100 % contourne l'iniquité apparente de lier le tarif interruptible à un tarif à débit stable avec un CU spécifique.

SCGM propose de faire abstraction, dans tous les cas, d'une réduction pour durée de contrat dans l'établissement des points de croisement. Faire autrement équivaldrait à supposer que tous les clients s'engagent pour cette durée minimale de contrat, ce qui ne correspond pas à la réalité.

4.1.2.3 Impact des nouvelles caractéristiques sur les points de croisement entre les tarifs et proposition

L'application de stratégies tarifaires ciblées par catégorie de clientèle et le dégroupement des tarifs ont causé l'éloignement des points de croisement observés par rapport aux points de croisement historiquement visés.

Points de croisement D_M et D_3/D_4

Les points de croisement de la tarification actuelle sont à des CU très éloignés du CU visé de 50 %. Selon SCGM, ces résultats découlent de l'élimination de la réduction (19 %) pour durée de contrat aux tarifs D_3/D_4 et de la prise en compte d'une réduction maximale pour l'OMA (15,5 %) au tarif D_M .

SCGM envisage l'uniformisation du CU, sans nécessairement viser un CU de 50 %.

Points de croisement D₄ et D₅

Le ratio entre les tarifs D₄ et D₅, en tenant compte des caractéristiques considérées précédemment, indique que les prix unitaires moyens au tarif D₅ sont supérieurs à ceux du tarif D₄, selon la grille tarifaire 2003¹⁵.

Afin de tendre vers les points de croisement théoriques, il faudrait réduire progressivement les grilles tarifaires D₃/D₄ et D₅. Toutefois, les circonstances actuelles donnent le signal inverse. Les clients des tarifs D₄ et D₅ sont interfinancés. Une conversion graduelle vers les points de croisement théoriques amènerait une baisse des revenus et, par conséquent, une augmentation de l'interfinancement, ce qui se justifie difficilement.

En outre, un signal de prix inférieur au tarif D₅ pourrait entraîner possiblement une migration de la clientèle du service continu au service interruptible.

Selon SCGM, une action possible serait d'uniformiser progressivement les caractéristiques entre les paliers. Ainsi, SCGM pourrait uniformiser les poids relatifs entre les tarifs D₃/D₄ et D₅, mais sans viser un poids relatif de 1.

4.2 NIVEAU DE RÉDUCTION POUR ENGAGEMENTS CONTRACTUELS

L'objectif de cette analyse est d'établir les particularités devant guider l'établissement du prix de service de distribution pour un client et l'orientation générale pour les années futures.

SCGM croit que les engagements contractuels, aussi bien ceux reliés aux volumes (OMA/OMQ) que ceux reliés à la durée de contrat, sont importants à cause de leur effet de stabilisation des tarifs dans le temps et sur la planification des outils d'approvisionnement.

Pour les clients, les réductions représentent un avantage intéressant malgré l'engagement contractuel qui y est rattaché. Elles constituent un outil essentiel pour inciter les clients à prendre le risque de s'engager à long terme pour des engagements volumétriques maximums.

Afin de déterminer quels niveaux de réduction seraient adéquats, la preuve de SCGM aborde cinq aspects.

¹⁵ SCGM-11, document 1, page 13.

4.2.1 VALIDITÉ ACTUELLE DES PRATIQUES COMMERCIALES QUI, EN 1988, ONT AMENÉ LA MISE EN PLACE DES RÉDUCTIONS

Selon SCGM, la situation concurrentielle et les pratiques commerciales indiquent le besoin d'offrir des réductions pour engagements contractuels.

4.2.2 ÉVALUATION QUANTITATIVE DE LA VALEUR D'UN CONTRAT POUR UN CLIENT

Le client a un avantage financier tant que son volume retiré respecte l'équation suivante :

$$\text{Volume Retiré} = \text{Volume projeté} \times \% \text{ d'OMA convenu au contrat} (1 - \% \text{ de réduction})$$

De plus, le client doit également faire face à une OMA de transport.

4.2.3 DIFFÉRENCIATION DE LA RÉDUCTION POUR DURÉE DE CONTRAT SELON LES TARIFS

De l'avis de SCGM, les pourcentages maximum de réduction pour durée de contrat devraient être les mêmes pour les tarifs continus (D_M , D_3 et D_4) et supérieurs pour le tarif interruptible D_5 .

4.2.4 DURÉE CIBLE DE CONTRAT

La durée de contrat répond à deux objectifs : faciliter la gestion des approvisionnements et stabiliser les tarifs dans le temps. Sans proposer cette année de modification aux durées de contrat, SCGM croit que ce point doit être revu afin de déterminer le poids relatif à donner aux deux objectifs précédents.

4.2.5 POIDS RELATIF ENTRE LES POURCENTAGES MAXIMUMS DE RÉDUCTION POUR OMA ET DURÉE DE CONTRAT

SCGM conclut que les pourcentages de réduction du critère de durée de contrat et de celui de l'OMA sont intimement reliés. Elle propose que la valeur maximale soit éventuellement la même pour chacun, créant ainsi un certain équilibre entre les deux types d'engagement.

SCGM envisage, dans une démarche qui s'échelonne probablement sur plusieurs années, de proposer des baisses aux pourcentages de réduction. Ce processus devra, dans la mesure du possible, éviter tout choc tarifaire de même que l'utilisation de rabais transitoires.

4.3 MODIFICATIONS AUX TARIFS DE DISTRIBUTION D₁ ET D_M

Pour tous les clients du tarif D₁, exception faite des clients résidentiels et institutionnels, et pour ceux du tarif D_M, l'obligation minimale qui s'appellera dorénavant « Frais de base » passe de 60 ¢/compteur/jour à 55 ¢/compteur/jour.

SCGM propose aussi de regrouper les deux premiers paliers de consommation en un seul, soit un palier de 0 à 30 m³/jour et d'ajuster le taux unitaire du troisième palier pour générer les mêmes revenus totaux.

L'impact global de la proposition sur la génération des revenus des tarifs D₁ et D_M est nul¹⁶. La facture totale des clients consommant entre 3 650 et 10 950 m³ par année sera majorée d'un peu plus de 1 %.

4.4 MODIFICATIONS AU TARIF DE DISTRIBUTION D₅

4.4.1 VOLET 1A ET VOLET 1B

SCGM propose une modification au tarif de distribution D₅ qui introduit une différence de prix entre les deux volets de service 1A et 1B. Dans le cas du volet 1B, le client a la garantie qu'il ne sera pas interrompu plus de 30 jours advenant un hiver très froid. Le nombre de jours maximum d'interruption au volet 1A dans le cas d'un hiver très froid se situe entre 66 et 105 jours.

Cette proposition vise à corriger un biais qui découle d'une lacune du tarif d'équilibrage. Ce biais est mis en évidence par une demande accrue de transfert du volet 1A au volet 1B.

La problématique du tarif d'équilibrage a été soulevée par SCGM dans le dossier tarifaire 2002. La méthode d'allocation des coûts d'équilibrage, en accordant une pointe à zéro à tous les clients interruptibles, ne reconnaît pas la plus grande disponibilité de la capacité des clients sous le volet 1A dans la gestion des interruptions par rapport à celle des clients au volet 1B, tout particulièrement lorsque les deux types de clients sont desservis de la même manière lors d'une année donnée¹⁷.

¹⁶ SCGM-11, document 1, page 31.

¹⁷ SCGM 10, document 1, section 4.2, dossier R-3463-2001.

Dans le dossier tarifaire 2003, SCGM mentionne qu'elle devait faire appel au tarif de distribution pour établir une distinction appropriée entre les clients, tant qu'un nouveau tarif d'équilibrage ne sera pas développé¹⁸.

Au cours de l'hiver 2001-2002, plutôt doux, les clients au volet 1A ont connu sensiblement le même nombre de jours d'interruption que les clients au volet 1B. La situation s'est présentée où un client du volet 1A a payé un tarif d'équilibrage équivalent à un client du volet 1B pour un profil de consommation équivalent.

L'hiver doux a eu pour effet, selon SCGM, de provoquer une demande accrue de transfert du volet 1A vers le volet 1B. SCGM craint que cette migration, si elle devait se poursuivre et s'amplifier, ne requière l'addition de nouvelles capacités d'approvisionnement. Les clients ne perçoivent pas que l'équilibrage va leur coûter plus cher s'ils vont au volet 1B, qui est amélioré par rapport au volet 1A¹⁹. Ils ne voient pas de différence de prix dans la distribution.

Il s'agit d'inclure dans le tarif de distribution une prime additionnelle en contrepartie d'une assurance d'un niveau minimal de service relié au nombre de jours d'interruption. SCGM propose que la « garantie de service » soit assimilée à la variation de revenus d'équilibrage sous deux bases : d'une part en considérant le nombre maximum de jours d'interruption prévu au volet 1A et, d'autre part, celui prévu au volet 1B.

Après analyse de divers scénarios par le groupe de travail, SCGM propose de limiter l'augmentation au volet 1B à 8,7 % pour l'ensemble des paliers. La majoration d'une partie de la clientèle du tarif D₅, tout en maintenant les revenus de distribution totaux générés par les clients de ce tarif, implique une baisse du volet 1A de 2,2 %. SCGM ne propose pas l'application de rabais transitoires. Les clients qui ont modifié leur contrat du tarif interruptible volet 1A vers le volet 1B depuis le dégroupement des services, soit depuis le 1^{er} octobre 2001, pourront retourner au volet 1A à compter du 1^{er} octobre 2003 même s'ils sont en cours de contrat.

En outre, SCGM propose d'ajouter à l'article 1 du service de distribution D₅ une clause qui spécifie que le service interruptible au volet 1B ne sera disponible que s'il est rentable et opérationnellement possible pour le distributeur.

¹⁸ SCGM-13, document 1.1, dossier R-3484-2002.

¹⁹ Notes sténographiques (NS), volume 1, page 51.

4.4.2 RENCONTRES RELATIVES AUX RÉDUCTIONS DU TARIF D₅

SCGM propose que trois sujets soient traités dans un groupe de travail formé d'intervenants ayant manifesté leur intérêt (ACIG, FCEI, OC, UC et UMQ) :

- une revue du volet concurrence du tarif interruptible pour en assurer la cohérence avec la politique de prix applicable aux engagements à long terme du volet régulier;
- la détermination du niveau de réduction associé à un engagement à long terme en tenant compte de la valeur du service d'entreposage rendu disponible par les clients interruptibles lorsqu'ils sont interrompus;
- la formulation de l'écart de prix entre un engagement de court et long terme autrement que par l'utilisation de rabais arbitraire.

4.5 RENCONTRES SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE

SCGM propose la mise sur pied d'un groupe de travail qui se penchera plus spécifiquement sur l'étude des conditions de service de l'entreprise. Outre un échange nécessaire sur les préoccupations et réalités de chacune des parties, l'objectif poursuivi sera d'actualiser, dans la mesure du possible, certaines pratiques commerciales du distributeur dans le cadre des compétences reconnues de la Régie.

4.6 EFFET SUR LES TARIFS

Le tableau 3 présente de façon globale l'effet de la stratégie tarifaire, celui des modifications aux structures tarifaires et des rabais transitoires.

TABLEAU 3
RÉPARTITION TARIFAIRE²⁰

	Revenus 2002- 2003 (000 \$)					Revenus proposés 2003-2004 (000 \$)				
	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL	Inven- taire	Trans- port	Équili- brage	Distri- bution	TOTAL
TARIF 1	10 793	92 084	63 866	319 346	486 089	13 186	92 217	67 007	324 708	497 119
TARIF M	1 125	29 963	9 795	43 633	84 517	1 367	30 022	10 369	44 427	86 184
TARIF 3	84	4 793	586	6 684	12 147	102	4 803	621	6 808	12 334
TARIF 4	200	67 984	1 877	43 999	114 060	238	68 024	1 986	45 095	115 343
TARIF 5	446	34 618	210	15 522	50 796	536	34 656	256	15 963	51 412
TOTAL	12 647	229 110	76 335	429 184	747 277*	15 429	229 392*	80 239	437 001	762 061*

*Ces montants sont réduits d'un ajustement de 331 000 \$, voir pièce SCGM-8, document 13.2.

Source : Pièce SCGM-12, document 7, page 1.

Les revenus de distribution requis des clients au tarif 1 sont en hausse de 1,7 % et ceux requis des clients au tarif M sont en hausse de 1,8 %. Les clients aux tarifs 3 supportent une hausse de 1,9 %, ceux au tarif 4 de 2,5 % et, finalement, les revenus de distribution requis des clients au tarif 5 sont en hausse de 2,8 %. Au total, les revenus de distribution requis pour tous les tarifs augmentent de 1,8 %.

La distribution n'est qu'une composante de la facture totale du client. En tenant compte des autres composantes (inventaires, transport, équilibrage), l'augmentation globale des tarifs est de 2,0 %. Les clients du tarif 1, environ 148 400, voient leur facture globale augmenter en moyenne de 2,3 %, soit une augmentation inférieure à l'inflation prévue de 2,45 %²¹. Tous les autres tarifs augmentent légèrement : les clients du tarif M voient leur facture augmenter

²⁰ Certaines données diffèrent légèrement d'un tableau à l'autre. Ces différences, déjà présentes dans les pièces au dossier, sont probablement dues à l'arrondissement.

²¹ SCGM-8, document 16, page 3.

de 2,0 % tandis que les autres catégories de clients subissent des hausses inférieures à 2,0 %.²²

Ces hausses ne sont que des moyennes et elles ne reflètent pas nécessairement les hausses applicables à tous les niveaux de consommation. À titre d'exemple, les très petits clients sans chauffage de l'espace et consommant entre 0 et 1095 m³ par année, voient leur facture totale diminuer de 2,3 % alors que les clients consommant entre 3 650 et 10 950 m³ par année voient leur facture totale augmenter de 4,5 % par année²³. Enfin, la hausse du tarif de distribution D₅ ne traduit pas le fait que les clients du volet 1A bénéficient d'une diminution alors que ceux du volet 1B subissent une assez forte augmentation.

4.7 OPINION DE LA RÉGIE

4.7.1 MODIFICATIONS AUX STRUCTURES TARIFAIRES

La Régie accepte les modifications proposées aux structures tarifaires ainsi que les changements au texte des tarifs, tels qu'explicités aux pièces SCGM-11, document 1 et SCGM-13, document 1. Cette acceptation globale doit être modulée en fonction des commentaires ci-après.

Dans la décision D-2002-196, la Régie juge qu'il était prématuré de faire appel au tarif de distribution pour établir une distinction entre les clients continus et les clients interruptibles. Cette distinction vise à reconnaître la mise en disponibilité de capacité par le client interruptible, laquelle est traditionnellement prise en compte par le tarif d'équilibrage.

La proposition actuelle est quelque peu différente. Il ne s'agit plus d'interrelation entre le tarif continu D₄ et le tarif interruptible D₅, mais d'interrelation entre deux volets du tarif interruptible D₅. L'objectif est de prendre en compte la plus grande mise en disponibilité de la capacité provenant des clients du volet 1A au cours de l'hiver.

La Régie accepte la proposition du distributeur. Elle juge que la grille donne un signal de prix clair et permet aux clients une meilleure compréhension des différences de prix reliées à la qualité du service offert. Bien qu'il ait été mis en preuve qu'il était, pour le moment, plus simple, plus économique et plus pratique de ne pas passer par le tarif d'équilibrage, la Régie invite le distributeur à poursuivre sa réflexion.

²² SCGM-12, document 7, page 1.

²³ SCGM-12, document 7, page 1.

Dans l'attente de nouvelles propositions, la Régie relève SCGM de l'obligation de continuer le suivi des problématiques reliées au tarif d'équilibrage.

4.7.2 TEXTE DES TARIFS

La Régie examine l'ensemble des modifications proposées au texte des tarifs²⁴. Elle est d'avis que la précision apportée dans le complément à la preuve sur les mesures favorisant l'offre de fourniture à prix fixe par les fournisseurs²⁵ n'est pas reflétée dans le texte des tarifs.

En effet, la preuve mentionne que les intérêts cumulés sur le compte de frais reportés seraient ajoutés aux coûts de maintien des inventaires pour fins de facturation à la clientèle en prix fixe. À moins que cette disposition n'ait été explicitée ailleurs, elle doit apparaître à l'article 2.2, Ajustement relié aux inventaires.

En outre, dans la proposition de créer des grilles distinctes pour les volets 1A et 1B du tarif interruptible D₅, le distributeur mentionne qu'en lieu et place de l'application de rabais transitoires, il se propose de communiquer avec les clients qui ont modifié leur contrat de tarif interruptible volet 1A vers le volet 1B depuis le dégroupement des tarifs afin de leur permettre de retourner au volet 1A le 1^{er} octobre 2003 même s'ils sont en cours de contrat, et ce, sans pénalité²⁶. La Régie juge que cette possibilité doit être mentionnée dans les dispositions transitoires.

4.7.3 RENCONTRES RELATIVES AUX RÉDUCTIONS DU TARIF D₅

La réflexion de SCGM sur le niveau général des réductions et sur les implications pour les relations logiques entre les tarifs démontre que certains aspects méritent d'être approfondis. La Régie accueille la demande du distributeur de mettre sur pied un groupe de travail constitué des représentants des consommateurs. Le Groupe de travail permettra au distributeur de tenir compte des besoins et des attentes de la clientèle afin d'adapter éventuellement les structures tarifaires.

²⁴ SCGM-13, document 1.

²⁵ SCGM-11, document 6.

²⁶ SCGM-11, document 1.

4.7.4 RENCONTRES SUR LES CONDITIONS DE FOURNITURE

Dans la décision D-2003-92, la Régie statue qu'elle jugerait dans sa décision finale de l'opportunité de procéder à une révision des conditions de fourniture de SCGM et, le cas échéant, du véhicule procédural approprié.

Bien que la Régie soit d'avis qu'il est opportun de procéder à une révision des conditions de fourniture de SCGM, elle juge prématurée la mise sur pied d'un groupe de travail. La Régie est d'avis que cette révision doit se faire à l'extérieur du dossier tarifaire annuel, dans le cadre d'un dossier spécifique. La Régie donnera les instructions à cet égard ultérieurement.

5. MESURES FAVORISANT L'OFFRE DE FOURNITURE À PRIX FIXE PAR LES FOURNISSEURS

5.1 PREUVE DE SCGM

SCGM dépose sous la pièce SCGM-11, document 5, une proposition permettant d'offrir un service de fourniture à prix fixe aux clients consommant moins de 1 168 000 m³/année. Selon le distributeur, les clients ayant une consommation supérieure à ce volume sont déjà desservis de façon satisfaisante par les fournisseurs et courtiers.

5.1.1 CONTEXTE

Selon SCGM, l'évolution du marché gazier depuis l'an 2000 indique que la volatilité des prix du gaz naturel se poursuit. Cette grande volatilité, combinée à l'augmentation des prix du gaz naturel, modifie la position concurrentielle et incommode certains clients.

Le distributeur a réalisé des sondages indiquant que les clients montrent un intérêt soutenu pour un prix fixe du gaz naturel. Selon ces sondages, près de trois clients sur quatre dans les marchés résidentiel, commercial et institutionnel (CII) se disent intéressés par un prix stable²⁷. De plus, pour certains de ces clients, la stabilité des prix de l'énergie peut même s'avérer un critère de choix plus important que le prix de la source d'énergie elle-même.

Pour répondre au besoin de stabilité du prix de la fourniture, SCGM s'en remet actuellement au libre marché. En théorie, les clients résidentiels ou commerciaux (les clients à plus faible

²⁷ SCGM-11, document 5, page 14, lignes 5 à 7.

consommation) qui le désirent peuvent négocier un prix pour l'achat du gaz naturel auprès de fournisseurs autres que le distributeur. Dans les faits, l'expérience montre qu'effectivement les clients à faible consommation n'ont pas accès à ce type de services. Les fournisseurs sont très peu actifs au Québec pour ce type de clients. Ils prétendent ne pas bénéficier d'un environnement propice à l'offre de contrats de gaz naturel.

SCGM a également consulté les fournisseurs et courtiers afin qu'ils identifient les améliorations que le distributeur pourrait apporter aux pratiques commerciales pour faciliter leur travail et leur permettre d'offrir des contrats de fourniture à prix fixe aux clients à plus faible consommation.

Il en ressort que le volume restreint consommé par les petits clients ne permet pas aux fournisseurs et courtiers de desservir cette clientèle de façon rentable sans aménagements faits par le distributeur. Afin de soutenir les fournisseurs dans leurs opérations, le distributeur propose de continuer d'assumer la facturation, le recouvrement et les risques de mauvaises créances pour la clientèle désirant se prévaloir de l'option à prix fixe.

De plus, SCGM propose de mettre sur pied un plan de communication pour informer la clientèle de l'existence et des caractéristiques de l'option prix fixe et des fournisseurs potentiels.

5.1.2 TARIF DE FOURNITURE REFLÉTANT L'APPROVISIONNEMENT SPÉCIFIQUE D'UN CLIENT

5.1.2.1 Procédure d'adhésion

Après avoir consenti un prix fixe de vente à un client, le fournisseur devra obtenir de celui-ci un engagement écrit énonçant les dispositions permettant au distributeur de vendre à ce client du gaz naturel (incluant le gaz de compression) au prix convenu avec le fournisseur pour une période donnée.

Le distributeur confirmera par écrit au client le nom du fournisseur spécifique, la date d'entrée en vigueur de l'engagement, le prix convenu et la durée de l'entente. À partir de la date de la mise à la poste de l'avis de confirmation par SCGM, le client disposera d'une période de réflexion de 15 jours de calendrier pour se soustraire à l'engagement. Ce n'est qu'à la fin de la période de réflexion que le volume journalier contractuel sera fixé, que le

contrat d'achat avec le fournisseur sera signé et que les livraisons de gaz débiteront. À cet effet, la procédure détaillée est explicitée dans la preuve²⁸.

5.1.2.2 Tarif de fourniture distinct et facturation

Le distributeur ne pouvant convenir avec un client ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie, il est nécessaire que la Régie approuve le prix de vente du distributeur.

Pour répondre à cette obligation légale, le distributeur propose de fixer le tarif de fourniture spécifique comme suit : ce tarif correspond au coût d'acquisition du gaz auprès du fournisseur désigné, et ce, conformément à l'engagement du client.

5.1.2.3 Modification de prix en cours de contrat

SCGM propose de ne pas permettre de modification de prix pendant la durée de la période contractuelle sauf pour les clients dont la consommation annuelle normalisée se situe entre 75 000 m³ et 1 168 000 m³. Pour ces derniers, SCGM entend autoriser le fournisseur à modifier annuellement, aux dates anniversaires du contrat, le prix facturé.

SCGM justifie cette exception, entre autres, parce que le risque financier du fournisseur pourra être maintenu dans des limites jugées acceptables pour permettre que le service soit effectivement offert.

5.1.2.4 Ajustements reliés aux inventaires et solde d'inventaire

Selon le distributeur, les clients qui demeureront au tarif de fourniture à prix variable seront tenus indemnes des effets et des choix effectués par les clients optant pour le tarif de fourniture à prix fixe.

Le prix de fourniture de gaz naturel est accompagné d'un ajustement relié aux inventaires qui est composé de deux éléments. Le premier tient compte de la variation de la valeur des inventaires résultant d'un changement dans le prix de fourniture de gaz naturel. Le second tient compte des coûts reliés au maintien de ces inventaires.

Concernant le premier élément, l'inventaire du client ne subira plus de variation de valeur résultant d'un changement de prix puisque le coût d'acquisition de la fourniture pour le

²⁸ SCGM-11, document 5, pages 18 à 20.

distributeur sera le même que le prix facturé aux clients durant la période contractuelle. Cependant, au moment où le client migrera vers le service d'un fournisseur spécifique à prix fixe, il pourrait exister un solde d'ajustement relié aux inventaires que le client devra payer au distributeur ou recevoir de ce dernier²⁹.

Concernant le deuxième élément, les clients qui choisiront le service à prix fixe devront continuer de payer des frais de maintien d'inventaires au distributeur³⁰. SCGM propose donc de comptabiliser distinctement les inventaires de fournitures nécessaires pour l'approvisionnement des clients engagés dans une entente à prix fixe et de facturer ces frais à ces derniers.

Le solde d'inventaire déjà constitué par SCGM pour desservir le client migrant vers le service de fourniture à prix fixe sera transféré dans un inventaire « prix fixe » distinct de l'inventaire « prix variable » du distributeur. Le distributeur propose de transférer à un compte de frais reportés l'écart existant entre la valeur de l'inventaire établie avec le prix fixe convenu avec le fournisseur et la valeur établie avec le prix variable au moment du transfert. Ce compte de frais reportés sera exclu de la base de tarification et ne sera pas facturé à la clientèle à prix fixe. Par contre, il sera renversé lorsque le client quittera le service à prix fixe. Toutefois, les intérêts cumulés sur ce compte seront ajoutés aux coûts de maintien des inventaires à « prix fixe » pour fins de facturation à cette clientèle.

5.1.2.5 Gestion des déséquilibres volumétriques et période contractuelle

Un déséquilibre volumétrique survient lorsque le client en achat direct retire, au cours d'une période contractuelle, un volume de gaz naturel différent de celui qu'il s'est engagé à livrer.

SCGM propose de soumettre le nouveau service à prix fixe au suivi et à la gestion des déséquilibres volumétriques au même titre que les achats directs. Le fournisseur à prix fixe qui approvisionnera le distributeur dans le cadre de cette entente devra assumer les risques liés à la fluctuation de la consommation de la clientèle. SCGM propose d'utiliser les mécanismes existants de règlement des déséquilibres volumétriques finaux. Un règlement financier effectué directement avec le fournisseur permet de tenir le client indemne et de lui procurer ainsi un prix unitaire fixe pour sa fourniture de gaz naturel sur l'ensemble de la période contractuelle.

²⁹ SCGM-11, document 5, page 22.

³⁰ SCGM-11, document 5, page 23.

5.1.2.6 Sélection des fournisseurs

Selon SCGM, il ne lui appartient pas, en tant que détenteur du droit exclusif de distribution, d'établir une sélection entre les fournisseurs et les courtiers. Par contre, SCGM mentionne qu'il ne peut se démarquer des pratiques commerciales des fournisseurs. En conséquence, SCGM propose d'exiger des fournisseurs participants leur adhésion à certaines pratiques commerciales minimales.

De plus, SCGM mentionne que si le fournisseur n'est plus en mesure de respecter ses engagements, le client sera retourné au service de fourniture à prix variable du distributeur.

5.1.2.7 Coût d'implantation

Selon le distributeur, l'implantation de ce service constitue essentiellement une modification des services et des procédures qui existent déjà chez le distributeur. Un investissement d'environ 230 000 \$ est requis pour adapter les systèmes informatiques et se répartit comme suit : 30 000 \$ pour le système de facturation cyclique, 170 000 \$ pour celui de la facturation fin de mois et 30 000 \$ pour le système des approvisionnements gaziers³¹.

5.2 PREUVE ET POSITION DES PARTIES

5.2.1 DIRECT ENERGY

De façon générale, Direct Energy endosse l'objectif et la structure principale de la proposition de service de facturation et de recouvrement aux courtiers mise de l'avant par SCGM.

Toutefois, selon Direct Energy, la Régie devrait ordonner à SCGM de continuer les consultations auprès des intervenants en vue de rendre la proposition de SCGM plus efficace afin de rencontrer le double objectif de protection des consommateurs et de viabilité commerciale. Direct Energy mentionne ne pas être prête à entrer dans le marché au détail de petit débit au Québec³².

³¹ NS, volume 2, 21 août 2003, pages 45, 98 et 99.

³² Argumentation de Direct Energy, page 9.

5.2.2 FCEI

D'emblée, FCEI est favorable à l'établissement d'un service permettant aux clients de petites et moyennes consommations de bénéficier de prix fixes offerts par les fournisseurs actifs dans le marché québécois³³.

L'intervenante est d'avis que le nouveau service proposé par SCGM pourrait s'élargir à la clientèle désirant se prévaloir d'un prix variable pour leur approvisionnement, tout en développant une relation avec leur fournisseur et bénéficiant de conditions favorables, selon les conditions de marché.

Pour ce qui est des modifications de prix, FCEI juge essentiel de permettre plus d'une modification de prix par année, afin de permettre des ajustements en cours de période contractuelle, tout particulièrement si les quantités de gaz consommées par le client diffèrent des quantités prévues.

5.2.3 OC

OC se déclare favorable à la proposition de SCGM³⁴. OC recommande à la Régie d'exercer la plus grande prudence afin de s'assurer que le tarif indique clairement le fait qu'il est possible que le fournisseur arrête de fournir le gaz naturel au prix négocié avec le client³⁵.

Selon OC, la Régie doit tenir compte de l'équité entre les classes tarifaires et ne pas accabler les clients les plus vulnérables en leur imputant les frais d'administration du programme de prix fixe.

5.2.4 UC

UC soulève que le type de liens contractuels prévu dans la proposition ferait en sorte que le distributeur se trouverait seul responsable de l'établissement et de l'application des règles régissant les courtiers ainsi que de la gestion des conflits potentiels entre les consommateurs et les fournisseurs. UC s'inquiète aussi du rôle qu'entend se donner le distributeur de « policer » le comportement des fournisseurs désirant faire des affaires au Québec³⁶.

³³ Preuve de FCEI, page 3.

³⁴ NS, 22 août 2003, volume 3, pages 73 et 78.

³⁵ NS, 22 août 2003, volume 3, page 74.

³⁶ Mémoire d'UC, page 4.

UC souligne que, dans les autres juridictions provinciales, les courtiers doivent obtenir un permis et doivent souvent déposer une caution qui, en plus de garantir le sérieux de l'entreprise, peut servir à dédommager les consommateurs en cas de litiges³⁷. Par conséquent, UC recommande que SCGM n'obtienne l'autorisation de desservir la clientèle résidentielle (unifamiliales, duplex et triplex) que lorsqu'un encadrement législatif ou réglementaire satisfaisant aura été mis en place pour régir le travail des courtiers³⁸.

UC soumet que la proposition de SCGM d'offrir une option prix fixe pour les consommateurs résidentiels est prématurée dans le contexte québécois et ne permet pas une protection suffisante des consommateurs en cas de litiges³⁹. Elle recommande donc à la Régie de limiter l'accès au service de fourniture à prix fixe aux clients consommant plus de 10 000 m³ par année⁴⁰.

5.2.5 UMQ

L'UMQ considère les mesures favorisant l'offre de fourniture à prix fixe intéressantes, pour les petits consommateurs de SCGM, et elle est d'avis que la fourniture de gaz à prix fixe constitue un service utile pour les municipalités⁴¹.

Le secteur municipal et l'UMQ envisagent de mettre sur pied un « service municipal » pour la fourniture de gaz naturel. Selon l'intervenante, il faut environ cinq ans pour la mise sur pied d'un tel service. L'UMQ recommande donc à SCGM de prévoir une période d'environ cinq années avant de conclure, le cas échéant, que sa clientèle est mal desservie et modifier les conditions de base de l'option.

5.3 OPINION DE LA RÉGIE

Dans le cadre du dossier tarifaire 2002, SCGM présente à la Régie une proposition lui permettant d'offrir à sa clientèle un tarif de fourniture à prix fixe⁴². Dans sa décision D-2001-214, la Régie refuse la mise en place d'un tel service invoquant notamment que le besoin réel de la clientèle n'avait pas été démontré, que les courtiers et fournisseurs n'avaient pas été consultés, que le tarif proposé ne couvrait pas entièrement le coût réel

³⁷ Mémoire d'UC, page 5.

³⁸ Mémoire d'UC, pages 3 et 4.

³⁹ Mémoire d'UC, page 12.

⁴⁰ Lettre de l'UC, 22 août 2003.

⁴¹ Mémoire de l'UMQ, page 15.

⁴² Dossier R-3463-2001.

d'acquisition par la clientèle visée et que les modalités d'application du tarif fixe laissent entrevoir des possibilités d'interfinancement entre les deux types de service et de clientèle.

Le service de fourniture à prix fixe offre un nouveau choix à une clientèle non desservie par les fournisseurs. La Régie analyse la nouvelle proposition du service à prix fixe du distributeur en fonction de la *Loi sur la Régie de l'énergie*⁴³ (la Loi) et des préoccupations exprimées dans la décision D-2001-214.

5.3.1 BESOIN RÉEL DE LA CLIENTÈLE

La Régie est satisfaite du sondage mené par SCGM au niveau des besoins de sa clientèle. Elle constate que la mise en place d'un service à prix fixe répond à un besoin présent dans le marché qui émerge d'un contexte de grande volatilité et des prix élevés du gaz naturel depuis quelques années.

5.3.2 CONSULTATION AUPRÈS DES FOURNISSEURS ET COURTIERIS

SCGM a mandaté une firme de recherche pour sonder les fournisseurs et courtiers afin de lui faire des recommandations. Cette étude a été menée auprès des principaux fournisseurs de gaz naturel au Canada. Malgré les réserves de Direct Energy, la Régie constate que les principaux irritants identifiés par les fournisseurs et courtiers ont été pris en compte par le distributeur.

5.3.3 COÛT RÉEL D'ACQUISITION

La Régie doit s'assurer que la proposition d'un service de fourniture à prix fixe respecte l'article 52 de la Loi qui prévoit :

« Dans tout tarif de fourniture de gaz naturel, les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou une catégorie de consommateurs doivent refléter le coût réel d'acquisition ou toute autre condition d'approvisionnement consentie à un distributeur par des producteurs de gaz naturel ou leurs représentants en considération de la consommation de ce consommateur ou de cette catégorie de consommateurs.

Un tarif peut également refléter tout autre coût inhérent à l'acquisition du gaz naturel par un distributeur. »

⁴³ L.R.Q. c. R-6.01.

Selon la proposition, le distributeur achète le gaz auprès du fournisseur choisi par le client au prix convenu entre le client et le fournisseur et revend ce gaz au même prix au client sur la base de sa consommation. Le volume acheté par le distributeur équivaut au volume consommé par le client, le déséquilibre volumétrique étant réglé entre le fournisseur et SCGM.

Concernant les coûts reliés à la variation de la valeur de l'inventaire, le distributeur a fait la preuve à la satisfaction de la Régie qu'un client qui choisira le service de prix fixe n'engendrera plus de variation de la valeur de l'inventaire : d'une part, son prix sera fixe et ses volumes équilibrés à chaque année; d'autre part, lorsque le client quittera le service à prix variable vers le service à prix fixe, le distributeur facturera ou créditera le client pour son solde d'ajustement relié aux inventaires.

Concernant les coûts de maintien de l'inventaire, ces coûts devront continuer à faire partie des tarifs puisque les clients à prix fixe utiliseront les inventaires. Selon la proposition, un inventaire distinct sera considéré pour les clients à prix fixe. Les frais de maintien de cet inventaire à prix fixe incluront les frais d'intérêt du compte de frais reportés (compte exclu de la base de tarification) créé au moment où le client quittera le service à prix variable pour le service à prix fixe. La Régie reconnaît que ce traitement est nécessaire pour assurer l'étanchéité entre le service à prix fixe et le service à prix variable.

La Régie conclut que la proposition du distributeur n'engendre pas d'interfinancement entre le service à prix fixe et le service à prix variable. Les clients à prix variable seront tenus indemnes des effets des choix effectués par les clients à prix fixe.

En conséquence, la Régie juge que la proposition du distributeur en ce qui concerne les taux et autres conditions applicables à un consommateur ou à une catégorie de consommateurs pour offrir un service de fourniture à prix fixe reflète le coût réel d'acquisition et que cette proposition est donc conforme à l'article 52 de la Loi.

5.3.4 ACCESSIBILITÉ AU SERVICE À PRIX FIXE

La Régie constate que les intervenants sont, en principe, favorables à l'offre d'un service à prix fixe. Certains proposent des modalités d'application différentes ou même le report de l'entrée en vigueur de ce service.

Bien que la Régie croit que le service à prix fixe peut intéresser toutes les catégories de clients, elle demeure sensible aux réserves exprimées par les représentants des petits consommateurs et, pour le moment, n'en permet l'accès qu'aux clients ayant une

consommation annuelle supérieure à 7 500 m³. Par ailleurs, la Régie accepte la limite supérieure de 1 168 000 m³.

Par ailleurs, la Régie juge important que les clients désirant se prévaloir de ce service soient bien informés. Ainsi, la Régie demande à SCGM, dans son plan de communication incluant le texte des tarifs, de faire mention dans ses envois aux clients que :

- le prix fixe n'est pas garanti par le distributeur;
- le client retournera au service de fourniture à prix variable du distributeur si son fournisseur n'est plus en mesure de respecter ses engagements.

Pour le prochain dossier tarifaire, la Régie demande au distributeur de lui soumettre un rapport de suivi contenant, notamment, les informations suivantes sur le service de fourniture à prix fixe :

- le nombre de clients;
- les volumes annuels;
- le nombre de courtiers;
- le nombre de cas problèmes;
- la description des cas problèmes.

La Régie approuve donc la proposition du distributeur concernant l'option à prix fixe, mais en limite l'accès aux clients ayant une consommation annuelle entre 7 500 et 1 168 000 m³.

6. PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

Le but de cette section est de présenter la preuve de SCGM sur le programme de produits financiers dérivés : prix maximal pour contrats d'échange et plancher des colliers, prix d'exercice maximal pour l'achat des options et balises volumétriques. L'annexe 2 présente un résumé des propositions relatives au programme de produits financiers dérivés.

6.1 PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE ET PLANCHER DES COLLIERS

SCGM recommande de faire passer le prix maximal pour contrats d'échange et plancher des colliers de 5,89 \$/JG à 6,48 \$/GJ (une hausse de 10 %) à AECO dans le but d'avoir une marge de manœuvre suffisante tout en restant compétitive⁴⁴. Avec un prix de 6,48 \$/GJ,

⁴⁴ SCGM-5, document 1, page 3.

SCGM démontre qu'elle est compétitive, à parité avec l'électricité, pour plus de 90 % 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 pour le contrat d'échange de 5,33 \$/GJ⁴⁵. SCGM fait remarquer que bien qu'il soit primordial de baliser l'utilisation des outils financiers en regard de la compétitivité du gaz naturel dans sa franchise, une telle approche peut s'avérer contraignante lors de hausses soutenues du prix⁴⁶. La présente situation amène la problématique suivante : dans le marché actuel et anticipé, une limite à 5,33 \$/GJ empêcherait presque toute fixation des prix à l'aide de contrats d'échange.

6.2 PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT DES OPTIONS

En contexte de prix élevés et de grande volatilité des prix et pour les mêmes raisons que pour les contrats d'échange, SCGM recommande que le prix d'exercice maximal soit de 11 \$/GJ, à l'achat pour les options d'un an et moins⁴⁷. Selon SCGM, cette augmentation de 1 \$/GJ (10 %) permettra une plus grande marge de manœuvre dans un contexte de prix élevés, sans forcément encourir une prime. Cette hausse est en ligne avec l'augmentation proposée pour les contrats d'échange qui est de l'ordre de 10 % également. SCGM rappelle qu'un prix de 11 \$/GJ représente le prix maximal d'exercice et non pas un objectif de prix d'exercice puisque l'objectif est que le prix plafond soit le plus bas possible⁴⁸. SCGM fait valoir que le fait de pouvoir utiliser les options d'achat à un moindre coût est un avantage pour les clients. Par ailleurs, SCGM fait valoir que la forte volatilité des prix nécessite l'utilisation des dérivés financiers et demande d'adopter des prix ainsi qu'une stratégie adaptée reflétant les conditions de marché.

6.3 VOLUMES TOTAUX DE GAZ POUVANT ÊTRE PROTÉGÉS (BALISES VOLUMÉTRIQUES)

Puisque l'utilisation de dérivés financiers par SCGM a comme prémisse de ne pas être spéculative, il est essentiel de confirmer que les volumes protégés dans le temps ne dépasseront pas les volumes de gaz de réseau vendus.

⁴⁵ SCGM-5, document 1, page 3.

⁴⁶ SCGM-5, document 1, page 3.

⁴⁷ SCGM-5, document 1, page 4.

⁴⁸ SCGM-5, document 1, page 4.

La méthodologie proposée repose sur la courbe de déplacement des volumes et le facteur d'incertitude. La courbe de déplacement établit une migration maximale des volumes du service de fourniture de gaz naturel de SCGM vers les achats directs ou vers une forme d'énergie concurrente. Le facteur d'incertitude permet d'établir les balises du portefeuille cible de protection. Ce facteur découle de l'estimation du degré de précision des prévisions des prix des contrats d'échange dans le temps.

L'annexe 2 présente un sommaire des propositions du programme de dérivés financiers et des balises volumétriques. La balise volumétrique 0-12 mois proposée cette année est de 99,9 PJ, en hausse d'environ 10 PJ par rapport aux données du dossier tarifaire 2003. La balise 13-24 mois est établie à 74,2 PJ, en hausse de 8,2 PJ par rapport aux données du dossier tarifaire 2003. La balise 25-36 mois est proposée à 57,4 PJ, en hausse de 6,2 PJ par rapport au dossier tarifaire 2003.

Le facteur d'incertitude permet d'établir un portefeuille de couverture cible par rapport aux volumes totaux fixés en tenant compte de la courbe de déplacement. Le portefeuille cible de couverture du programme permet de protéger entre 20 % et 75 % des volumes de la première année, entre 0 % et 63 % des volumes pour la deuxième année et entre 0 % et 40 % des volumes la troisième année. Ces résultats ainsi que les limites volumétriques mensuelles sont présentés à l'annexe 2. L'annexe 2 présente également une comparaison des balises volumétriques entre le dossier tarifaire 2004 et le dossier tarifaire 2003.

6.4 CONSÉQUENCES DE L'OPTION PRIX FIXE SUR LE PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS

Selon SCGM, sa proposition d'un service de fourniture à prix fixe n'aura pas d'impact sur son programme de dérivés financiers. En outre, l'implantation de ce service se fera dans le respect des limites fixées par la Régie dans le cadre de l'application du programme de dérivés financiers.

Le programme de dérivés financiers proposé pour l'année gazière 2004 permettra de protéger, pour la période 0 à 12 mois, un volume maximal de $1\,977\,10^6\text{m}^3$ représentant 75 % du volume du service de fourniture de gaz naturel de SCGM. Une marge de $659\,10^6\text{m}^3$ ne pourrait donc pas être soumise à la protection de dérivatifs financiers pour la période considérée.

SCGM prévoit que les clients susceptibles d'adhérer au service de fourniture à prix fixe consomment un volume compris entre $315\,10^6\text{m}^3$ et $631\,10^6\text{m}^3$.

SCGM compte, si les conditions sont favorables, porter la couverture par dérivés financiers à 60 % du volume du service de fourniture de gaz naturel au cours de l'été 2003, ce qui laisserait un tampon de $950 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ pour le début du service de fourniture à prix fixe. SCGM juge cette marge de manœuvre suffisante pour le démarrage du service de fourniture à prix fixe et pour les besoins d'achats au jour le jour⁴⁹. Par la suite, l'évolution de la participation au service de fourniture à prix fixe sera prise en compte pour ajuster le volume du service de fourniture de gaz naturel de SCGM et le niveau de couverture de ce dernier pour l'année gazière 2004.

6.5 AMÉLIORATIONS ÉVENTUELLES AU PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

SCGM note que le manque de liquidité sur le marché du gaz naturel se fait sentir depuis la chute du géant de l'énergie Enron. Selon SCGM, il est de plus en plus difficile d'obtenir des cotations par plusieurs contreparties au moment où SCGM veut transiger. Les temps de réponse des courtiers ont considérablement augmenté et, avec la grande volatilité, il devient difficile d'obtenir des réponses de plusieurs courtiers⁵⁰. Pour répondre à cette situation, SCGM doit placer des ordres à révocation auprès des courtiers. Cette pratique a pour avantage de permettre au courtier de travailler efficacement une commande, mais a le désavantage de dévoiler d'avance la stratégie de SCGM⁵¹.

Dans ce contexte, SCGM envisage de transiger directement sur le marché des contrats à terme du New York Mercantile Exchange (NYMEX). Une étude coûts/bénéfices sera réalisée avant d'entreprendre des transactions directement sur NYMEX. Celle-ci devrait être complétée d'ici le dépôt du dossier tarifaire 2005⁵². Si les résultats de l'étude sont concluants, SCGM envisage faire des transactions sur NYMEX d'ici le prochain dossier tarifaire. SCGM propose de présenter les résultats des transactions sur NYMEX dans son rapport annuel de performance des produits financiers dérivés lors du dossier tarifaire 2005⁵³.

⁴⁹ SCGM-11, document 5, page 30.

⁵⁰ SCGM-5, document 2, page 25.

⁵¹ SCGM-5, document 2, pages 25 et 26.

⁵² SCGM-5, document 2.1, page 1.

⁵³ SCGM-5, document 2.1, pages 1 et 2, et NS, volume 1, 20 août 2003, pages 238 et 239.

6.6 OPINION DE LA RÉGIE

6.6.1 PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE, PRIX PLANCHIER DES COLLIERS ET PRIX D'EXERCICE MAXIMAL POUR L'ACHAT DES OPTIONS

La Régie accepte la proposition du distributeur de fixer à 6,48 \$/GJ à AECO le prix maximal pour contrats d'échange et plancher des colliers. La Régie accepte également la proposition de hausser de 1 \$/GJ, soit à 11 \$/GJ à AECO. le prix d'exercice maximal pour l'achat des options de moins d'un an. Les explications présentées par SCGM quant aux conditions de marché très volatiles et quant aux prix très élevés apparaissent raisonnables dans le contexte gazier actuel.

6.6.2 BALISES VOLUMÉTRIQUES

La Régie accepte la mise à jour des balises volumétriques établies selon les normes acceptées et définies (annexe 1). SCGM utilise la même méthodologie reposant sur les calculs de détermination de la courbe de déplacement et du facteur d'incertitude. Le facteur de déplacement est modifié à la lumière des données historiques. SCGM démontre que la méthodologie utilisée est robuste par une preuve mathématique suffisamment élaborée.

6.6.3 AMÉLIORATIONS ÉVENTUELLES AU PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

La Régie prend note de la description du contexte et des problématiques rencontrées par SCGM sur le marché des produits financiers dérivés. La Régie prend acte de la possibilité pour SCGM de transiger directement sur le marché des contrats à terme sur NYMEX et que, le cas échéant, SCGM intégrera dans le « Rapport mensuel sur le calcul détaillé du coût du service de fourniture et du gaz de compression projeté » les informations nécessaires permettant de faire le suivi des transactions sur ce marché.

La Régie demande à SCGM de déposer les résultats de l'étude coûts/bénéfices de son projet de transiger sur le marché NYMEX dès qu'ils seront disponibles. La Régie prend pour acquis que les transactions éventuelles sur NYMEX respecteront les mêmes objectifs, outils, balises et paramètres présentés dans la preuve du distributeur. Finalement, la Régie rappelle qu'une gestion prudente doit amener SCGM à utiliser les moyens nécessaires et suffisants pour tenir compte des impacts pouvant découler des variations du taux de change.

7. PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER – HORIZON 2004-2006

Tel que requis par le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁵⁴, SCGM dépose son plan d'approvisionnement gazier à la pièce SCGM-4. Ce plan présente la prévision triennale de la demande de gaz ainsi que les outils d'approvisionnement requis pour satisfaire cette demande. La première année du plan est présentée de façon détaillée à la pièce SCGM-3.

7.1 DEMANDE DE GAZ NATUREL

7.1.1 HYPOTHÈSES ÉCONOMIQUES ET SITUATION CONCURRENTIELLE

SCGM présente deux scénarios de demande : un scénario de base et un scénario favorable. Le scénario de base repose sur les hypothèses suivantes⁵⁵ :

- une croissance économique annuelle soutenue se situant entre 3,1 % et 3,3 %;
- une prévision du prix de la fourniture de gaz provenant de l'Alberta variant entre 5,16 \$/GJ et 6,44 \$/GJ;
- un prix du mazout n° 6 variant entre 27,07 \$ et 31,29 \$ CAN/baril;
- un gel des tarifs d'électricité jusqu'en 2004 suivi, par la suite, d'une augmentation annuelle ajustée au taux d'inflation.

En vertu du scénario de base, la position concurrentielle du gaz naturel dans les différents marchés est défavorable par rapport au mazout sur tout l'horizon du plan. La position concurrentielle du gaz naturel par rapport à l'électricité est favorable dans le marché commercial, mais défavorable dans le marché résidentiel, et ce, malgré le dégel éventuel des tarifs d'électricité à compter de 2004.

La seule hypothèse différenciant le scénario favorable du scénario de base est que les prix du gaz naturel livré aux clients seraient inférieurs au coût du mazout n° 6, ce qui rendrait favorable la position concurrentielle du gaz naturel dans le marché de la grande entreprise.

7.1.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE

Selon le scénario de base, SCGM prévoit que les livraisons dans le marché des grandes entreprises diminueront en moyenne de $11,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ par année de 2004 à 2006, représentant

⁵⁴ Décret 925-2001, 9 août 2001.

⁵⁵ SCGM-4, document 1, pages 10, 11 et 14.

des variations de moins de 1 % par année, alors que la demande des marchés résidentiel et commercial augmentera en moyenne de $77 \cdot 10^6 \text{m}^3$ par année de 2004 à 2006⁵⁶.

SCGM fait l'hypothèse que le prix du service de fourniture de gaz naturel anticipé pour 2004 n'aura pas d'impact négatif sur la demande, et ce, en raison des mesures prises par le distributeur pour limiter les impacts de la volatilité élevée des prix sur la demande de gaz naturel.

Selon le scénario favorable, seule la demande des clients grand débit diffère. En effet, selon ce scénario, la situation concurrentielle favorable du gaz naturel par rapport au mazout n° 6 se traduit principalement par une augmentation importante de la demande chez les clients en service interruptible. En 2006, les ventes pour les clients en service interruptible sont plus du double de celles du scénario de base.

Le tableau 4 présente les prévisions de la demande selon les deux scénarios. Ces prévisions tiennent compte des pertes de consommation attribuables aux programmes d'efficacité énergétique.

TABLEAU 4
DEMANDE DE GAZ NATUREL 2004-2006
(avant interruptions) – 10^6m^3

	scénario de base			scénario favorable		
	2004	2005	2006	2004	2005	2006
Service continu	4 490	4 666	4 785	4 490	4 844	4 963
Service interruptible	897	782	734	897	1 492	1 508
Total	5 387	5 448	5 520	5 387	6 336	6 471

⁵⁶ SCGM-4, document 1, pages 18 et 21.

7.2 CONTEXTE, STRATÉGIES ET CONTRATS EXISTANTS D'APPROVISIONNEMENT

Pour le distributeur, le principal objectif de l'approvisionnement gazier est de faire en sorte que le coût d'utilisation du gaz naturel pour les clients soit le plus bas possible et qu'il soit concurrentiel avec celui des énergies alternatives tout en offrant un approvisionnement sécuritaire. Spécifiquement, le distributeur contracte les outils nécessaires afin de rencontrer la demande en pointe et la demande saisonnière des clients en service continu et, dans la mesure du possible, celle des clients interruptibles. Ces approvisionnements doivent être suffisamment flexibles pour faire face aux fluctuations dues au climat et à l'économie.

Le distributeur minimise les coûts totaux d'approvisionnement en utilisant une combinaison d'outils :

- du transport depuis l'Alberta;
- de l'entreposage en franchise et hors franchise;
- des échanges de gaz naturel d'une période à l'autre;
- du gaz naturel acheté directement à Dawn;
- du service de pointe;
- des livraisons en franchise.

Au cours de la première année du Plan, des contrats de transport et d'entreposage viennent à échéance. D'ailleurs, SCGM mentionne que novembre 2003 est une étape importante pour son repositionnement. Voici le contexte ainsi que les stratégies retenues pour la fourniture de gaz naturel, le transport et l'équilibrage.

7.2.1 FOURNITURE

C'est dans un contexte de grande volatilité des prix du gaz naturel que SCGM doit, d'une part, se positionner à Dawn pour une partie de ses approvisionnements et, d'autre part, renouveler un contrat de long terme représentant 62 % des volumes totaux du gaz de réseau et venant à échéance le 1^{er} novembre 2003⁵⁷.

Pour le distributeur, la stratégie d'acquisition de fourniture varie en fonction du point d'acquisition. À AECO, SCGM limite à des périodes de 12 et 24 mois ses contrats d'achat à indice mensuel. AECO étant un bassin de production, la liquidité y est relativement élevée,

⁵⁷ Dossier R-3484, SCGM-6, document 1, page 30; volume annuel du contrat venant à échéance au 31 octobre 2003 de 1 630 10⁶m³, et SCGM-4, document 1, page 30, ligne 21; volume annuel prévu en gaz de réseau de 2 637 10⁶m³.

les fournisseurs nombreux et les indices de prix reconnus. À ce point d'acquisition, SCGM sélectionne les fournisseurs en procédant par appel d'offres.

À Dawn, le distributeur préfère avoir des contrats au moins deux ans à l'avance afin de pouvoir se repositionner à AECO advenant le tarissement de ce marché secondaire. Dawn n'étant pas un bassin de production, mais plutôt une plaque tournante (hub) le nombre de joueurs y est plus faible, l'activité spot y est variable et il n'y a pas d'indice reconnu par les banques pour fins de dérivés financiers. À ce point d'acquisition, les fournisseurs sont sélectionnés par invitation selon des critères de solvabilité, de crédibilité et de coût.

Le portefeuille de contrats d'approvisionnement en fourniture de gaz naturel et de gaz de compression de SCGM est constitué actuellement de 14 contrats répartis comme suit : quatre contrats à AECO, deux à Empress et huit à Dawn. Le volume annuel d'achat en service de fourniture de gaz naturel prévu est de $2\,637\,10^6\text{m}^3$ ⁵⁸.

Pour les plans d'approvisionnement 2005 et 2006, SCGM prévoit acheter directement à Dawn un volume de gaz naturel se situant entre $501\,10^6\text{m}^3$ et $686\,10^6\text{m}^3$ pour l'année 2005 et entre $158\,10^6\text{m}^3$ et $713\,10^6\text{m}^3$ pour l'année 2006⁵⁹.

7.2.2 TRANSPORT

SCGM poursuit son objectif de minimiser son coût de transport en diminuant la capacité longue distance (FTLH) et en y jumelant des achats à Dawn. Ces achats à Dawn sont transportés sur un contrat de courte distance (FTSH), à des coûts moindres. La capacité de transport totale de SCGM demeure la même, mais le transport provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest Canadien est presque entièrement utilisé, alors que le transport provenant de Dawn est celui qui s'ajuste à la variation de la demande. Tout comme pour la fourniture, SCGM surveille la valeur du transport sur le marché secondaire afin de se repositionner à AECO advenant le cas où la valeur du marché secondaire annulerait les économies reliées à cette option à Dawn.

Présentement, le portefeuille de contrats de transport de SCGM peut être décomposé en neuf parties selon les segments parcourus.

⁵⁸ SCGM-4, document 1, page 30, ligne 21.

⁵⁹ SCGM-4, document 1, page 37.

Selon le scénario des livraisons globales de gaz naturel, SCGM devra transporter entre $5\,199\,10^6\text{m}^3$ et $5\,437\,10^6\text{m}^3$ en 2005 et entre $5\,173\,10^6\text{m}^3$ et $5\,463\,10^6\text{m}^3$ en 2006, selon le niveau d'interruptions⁶⁰.

7.2.3 ÉQUILIBRAGE

Le portefeuille d'outils d'équilibrage de SCGM est constitué de trois sites d'entreposage souterrain, d'une transaction d'échange de gaz naturel été-hiver et de l'usine de liquéfaction dont SCGM est le propriétaire. Cinq contrats d'entreposage viennent à échéance sur l'horizon du plan et ils représentent 46 % de la capacité totale⁶¹.

Depuis 1999, SCGM doit renégocier au prix du marché ses contrats d'entreposage avec Union Gas. Au cours des dernières années, le distributeur a ainsi vu le coût de son stockage hors franchise augmenter. Pour ce qui est du renouvellement de ses contrats de stockage avec Union Gas, SCGM évaluera le coût de ce service et des alternatives le moment venu.

Afin de diminuer l'équilibrage qui était fourni via son transport FTLH non utilisé ($449\,10^6\text{m}^3$ ou 17 PJ sur une base annuelle au cours des deux dernières années), SCGM a déjà contracté pour les années 2003 et 2004 près de $501\,10^6\text{m}^3$ ou 19 PJ d'achat de gaz directement à Dawn⁶².

Pour l'année 2004, le tableau 5 montre les capacités contractuelles des sites d'entreposage et les capacités requises⁶³.

Tableau 5

Entreposage	Capacités contractuelles (10^3m^3)	Capacités requises (10^3m^3)
Pointe du Lac*	22 592	90 000
ST-Flavien*	95 487	122 000
GNL	58 597	43 000
Union Gas	597 625	491 000

* Possibilité de cycler ces sites d'entreposage plus d'une fois dans l'année.

⁶⁰ SCGM-4, document 1, page 37.

⁶¹ SCGM-4, document 4, page 1.

⁶² SCGM-4, document 1, page 28.

⁶³ SCGM-3, document 1, page 6, lignes 10 à 13, et SCGM-3, document 4, lignes 9, 11, 30 et 31.

SCGM prévoit détenir de la capacité d'entreposage pour un total variant entre 739 10⁶m³ et 950 10⁶m³ pour l'année 2005 et entre 633 10⁶m³ et 977 10⁶m³ pour l'année 2006⁶⁴.

Par ailleurs, SCGM mentionne qu'elle a modifié sa stratégie d'approvisionnement pour les clients interruptibles du volet IB afin de ne pas dépasser le nombre de jours maximal d'interruption garanti par ce service. Elle explique qu'elle doit maintenant recourir à de la capacité de pointe ferme pour desservir ce type de clientèle⁶⁵.

7.3 CARACTÈRE OPTIMAL DE LA STRUCTURE CHOISIE

Afin de démontrer le caractère optimal de la structure des outils d'approvisionnement de l'année 2004, SCGM compare les coûts du dossier 2004 avec ceux de la structure du dossier tarifaire 2003, mais appliquée aux besoins du dossier 2004. Cette comparaison montre que la structure 2004 génère une économie de 9,3 M\$⁶⁶.

7.4 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie juge que le plan d'approvisionnement couvrant l'horizon 2004 à 2006 est conforme aux exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*⁶⁷. Elle évalue ce plan d'approvisionnement par rapport aux aspects suivants : la sécurité d'approvisionnement, le caractère optimal du plan et les modifications de stratégie. La Régie aborde, par ailleurs, l'impact des nouvelles stratégies d'approvisionnement sur la répartition des coûts.

7.4.1 SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

La Régie constate que le portefeuille d'approvisionnement rencontre les besoins annuels, saisonniers et de pointe de la clientèle. Le plan d'approvisionnement montre suffisamment de flexibilité pour faire face aux fluctuations de la demande, tant au niveau de la fourniture que du transport et de l'équilibrage. Compte tenu du contexte, la Régie est satisfaite des stratégies du distributeur relativement à la sécurité d'approvisionnement de la franchise sur l'horizon du plan.

⁶⁴ SCGM-4, document 1, page 38.

⁶⁵ NS, volume 2, 21 août 2003, pages 295 et 296.

⁶⁶ SCGM-4, document 9, page 1.

⁶⁷ Décret 925-2001, 9 août 2001.

7.4.2 CARACTÈRE OPTIMAL DU PLAN

Dans sa décision D-2002-196, la Régie soulève une préoccupation concernant le caractère optimal du plan principalement par rapport aux capacités excédentaires de transport.

Dans le présent dossier, la Régie note que, malgré une situation concurrentielle défavorable au gaz naturel, le plan repose sur des prévisions de ventes relativement stables de sorte que si ces prévisions se réalisent, il y a peu de risque que le distributeur se retrouve avec des capacités de transport excédentaires sur ses contrats FTLH.

De plus, au niveau des outils de transport, des contrats FTLH ont été remplacés par des contrats FTSH. La Régie constate que cette dernière modification améliore grandement le CU des contrats FTLH et aide donc à réduire les coûts.

En conséquence, la Régie constate que le maintien des ventes prévues, combiné à un réaménagement du portefeuille des outils de transport du distributeur contribue à améliorer le CU sur les contrats FTLH. Pour ces motifs, elle se déclare satisfaite de l'optimisation du transport et de la stratégie de diversification adoptée par le distributeur à cet égard.

Cependant, la Régie est préoccupée par l'optimisation des outils d'équilibrage. Elle note qu'il y a beaucoup de capacité non utilisée principalement pour le GNL et l'entreposage chez Union, d'autant plus que les coûts d'entreposage hors franchise augmentent. Bien que la Régie reconnaisse l'importance des outils d'équilibrage pour faire face aux aléas de la demande, elle s'interroge sur la nécessité de conserver autant de marges de manœuvre. En conséquence, lors du prochain plan d'approvisionnement, la Régie demande à SCGM de lui démontrer le caractère optimal de la structure d'équilibrage.

Par ailleurs, la Régie prend note que le distributeur maintient sa stratégie de diversification de portefeuille d'approvisionnement au niveau de la fourniture; ainsi, la Régie constate que les quatre contrats en vigueur lors du plan 2003-2005 sont désormais morcelés en 14 contrats.

7.4.3 RÉPARTITION DES COÛTS

Dans un environnement de services dégroupés, la réalité des coûts doit être reflétée le plus fidèlement possible pour établir la tarification de chacun des services. À son tour, cette tarification permet au consommateur de comparer le coût du service offert par le distributeur avec d'autres services comparables et disponibles sur le marché.

Au cours des dernières années, le contexte gazier et la stratégie d'approvisionnement au niveau du transport et de l'équilibrage ont beaucoup évolué. Ces modifications de stratégies peuvent avoir un impact direct sur les méthodes de répartition des coûts et sur la tarification. La Régie demande à SCGM de lui démontrer, dans le prochain dossier tarifaire, l'impact des nouveaux positionnements stratégiques au niveau du transport et de l'équilibrage sur les principes d'allocation des coûts présentement en vigueur. Par exemple, la Régie se demande si :

- la méthode actuelle d'allocation des coûts de transport, conçue pour un CU de près de 100 % et un seul point de livraison, est encore pertinente dans le nouveau contexte;
- la fonctionnalisation des coûts de l'entreposage chez Union entre l'espace et la pointe devrait être mise à jour;
- la prémisse de la pointe à zéro pour les clients interruptibles du volet IB devrait être révisée.

En conclusion, la Régie approuve le plan d'approvisionnement de SCGM. Elle demande au distributeur de tenir compte des préoccupations émises dans la préparation de son prochain plan.

8. RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVIS DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES

Le distributeur a demandé d'être dispensé de présenter à l'avenir certains suivis. La Régie ne se prononce que sur certains rapports spécifiques et suivis de décisions. Si la demande est accueillie, le rapport en question disparaît de l'annexe 2 qui présente la liste des rapports et suivis de décisions.

8.1 PGEÉ

SCGM présente des rapports de suivis pour le PGEÉ. Ces rapports comparent les résultats du Plan aux prévisions pour la période de sept mois se terminant le 31 avril 2003. Au cours de cette période, SCGM a réalisé 172 % des économies envisagées en m³, a rejoint 50 % des participants prévus et a dépensé 77 % du budget anticipé⁶⁸.

⁶⁸ SCGM-9, document 2, page 2.

L'année financière 2002-2003 complète le cycle de trois ans du premier PGEÉ approuvé par la Régie en novembre 2000⁶⁹.

8.1.1 PLAN 2003-2006

Le coût direct du PGEÉ sur l'horizon 2003-2006 est estimé à 15 486 561 \$ réparti de la façon suivante : 11 227 561 \$ pour l'aide financière directe, 1 766 000 \$ pour les dépenses d'exploitation et 2 493 000 \$ pour les activités de recherche, les travaux des groupes de consultation ainsi que l'administration du PGEÉ⁷⁰.

SCGM prévoit des économies cumulatives de 488 565 763 m³ sur la durée de vie utile des mesures implantées, générant des économies nettes de 154 081 852 \$ (en dollars de 2003) pour les participants comparativement à 167 000 000 \$ pour le PGEÉ 2002-2005. L'application du test du coût total en ressources (TCTR) indique des économies nettes de 73 292 130 \$ comparativement à 44 000 000 \$ pour le PGEÉ 2002-2005⁷¹.

Pour l'année 2003-2004, SCGM demande à la Régie l'approbation d'un budget de 5 001 519 \$, incluant 3 432 519 \$ d'aide financière et 1 569 000 \$ de dépenses d'exploitation⁷². La prévision initiale du PGEÉ 2002-2005 était de 4,53 millions de dollars; l'écart de 500 000 \$ provient principalement de l'ajout de programmes destinés à la clientèle VGE⁷³.

Pour la première année d'implantation du PGEÉ 2003-2006, SCGM prévoit des économies annuelles de 13 480 761 m³ générant pour les participants des économies nettes de 51 762 637 \$ sur la durée de vie utile des programmes⁷⁴. Le coût unitaire des économies d'énergie annuelles prévues est donc de 0,37 \$/m³⁷⁵.

⁶⁹ Décision D-2000-211 concernant la demande de SCGM d'approuver la mise en place d'un PGEÉ.

⁷⁰ SCGM-9, document 2, page 23.

⁷¹ SCGM-9, document 1, page 2. SCGM-9, document 2, page 10, et SCGM-10, document 2, page 10, dossier R-3484-2002 (décision D-2002-196).

⁷² SCGM-9, document 2, page 20.

⁷³ SCGM-9, document 1, page 2.

⁷⁴ SCGM-9, document 2, page 7.

⁷⁵ Coût unitaire des économies d'énergie = budget annuel demandé par SCGM/économies d'énergie annuelles prévues.

Pour 2003-2004, SCGM prévoit une récompense de 435 320 \$ et des pertes de revenus de 880 461 \$⁷⁶. L'impact tarifaire du PGEÉ pour 2003-2004 est de 1,349 % basé sur des revenus de distribution de 437 M\$⁷⁷.

Le PGEÉ 2003-2006⁷⁸ comporte 20 programmes dont trois ne génèrent aucune économie d'énergie comptabilisée. Ces trois programmes, dits intangibles, visent la sensibilisation de tous les marchés à l'efficacité énergétique. SCGM offre neuf programmes tangibles pour le marché résidentiel et huit programmes tangibles pour le marché commercial, institutionnel et industriel (CII), incluant les VGE ainsi que les clients des immeubles multilocatifs.

Le PGEÉ 2003-2006 diffère du plan de l'année précédente quant au portefeuille des programmes offerts. Ainsi, pour le marché résidentiel, SCGM ajoute un programme de rénovation visant les habitations de type duplex et triplex (PE 112), ajuste ses programmes de trousse énergétique (PE 110) et de rénovation des habitations unifamiliales (PE 108), mais retire son programme de chauffe-eau efficace (PE 105).

Les modifications relatives au secteur CII consistent, d'une part, à fusionner certains programmes visant les chauffe-eau à efficacité intermédiaire (PE 200 : fusion des anciens PE 200 et PE 203), les chaudières à efficacité intermédiaire (PE 202 : fusion des anciens PE 202 et PE 209), les études et encouragements à l'implantation (PE 208 : fusion des anciens PE 207 et PE 208) de même que les chaudières et fournaies à condensation (PE 210 : fusion des anciens PE 201 et PE 210). D'autre part, SCGM offre à sa clientèle CII quatre nouveaux programmes visant les études et l'encouragement à l'implantation de mesures d'efficacité énergétique (PE 211), les chaudières efficaces (PE 213), la sensibilisation de la clientèle VGE (PE 214) ainsi que l'installation de chauffe-eau à condensation pour l'eau sanitaire (PE 212). Les trois premiers programmes s'adressent de façon spécifique aux clients de la grande entreprise.

Dix activités de recherche technico-économique ou de marché s'ajoutent à ces 20 programmes⁷⁹.

8.1.2 DISSIDENCE DE L'ACIG

Dans sa preuve, SCGM dépose le rapport final du Groupe de travail du dossier tarifaire 2004. Ce rapport est signé par l'ensemble des participants, sous réserve d'une dissidence de l'ACIG sur la proposition portant sur le PGEÉ. Cette dissidence de l'ACIG vise les

⁷⁶ SCGM-9, document 2, pages 17 et 18.

⁷⁷ SCGM-9, document 1, page 79.

⁷⁸ SCGM-9, document 1, pages 25 à 27.

⁷⁹ SCGM-9, document 1, pages 70 à 75.

programmes dédiés aux clients de la grande entreprise et le mécanisme d'ajustement pour perte de revenus (MAPR).

L'ACIG indique qu'elle ne s'oppose pas aux programmes PE 211 et PE 213 proposés par le Groupe de travail. Cependant, l'intervenant suggère d'intégrer la notion d'utilisateur-payeur en accordant pour ces programmes un prêt récupéré à même les tarifs des consommateurs participants.

Selon l'ACIG, les grandes entreprises font de l'efficacité énergétique même sans aide financière du distributeur. L'ACIG soutient que SCGM dessert déjà la clientèle VGE en matière d'efficacité énergétique par le biais de ses programmes commerciaux, notamment le programme de rabais à la consommation (PRC) et le programme de rétention et de rabais à la consommation (PRRC). L'intervenant propose que le concept d'efficacité énergétique soit mieux intégré à ces programmes commerciaux.

Enfin, l'ACIG affirme ne pouvoir souscrire à la notion de préservation des revenus du distributeur en lien avec les programmes destinés à la grande entreprise, compte tenu des économies qui seront réalisées par la clientèle visée, peu importe le niveau d'implication de SCGM. Par conséquent, l'ACIG rejette l'application du MAPR aux programmes destinés au VGE⁸⁰.

8.1.2.1 Réplique de SCGM et des autres signataires

SCGM réplique en spécifiant qu'elle considère de son devoir de s'impliquer dans la promotion de l'efficacité énergétique auprès de la clientèle VGE et que les trois programmes inclus au PGEÉ (PE 211, PE 213 et PE 214) répondent aux besoins des entreprises industrielles. SCGM rappelle que la Régie, par sa décision D-2000-211, a invité SCGM à développer des programmes d'efficacité énergétique destinés à la clientèle VGE. Elle indique également que la participation de la clientèle VGE aux programmes destinés à la clientèle CII, au cours de la dernière année, démontre l'intérêt des grandes entreprises pour ce type de programmes⁸¹.

Par ailleurs, SCGM spécifie qu'elle a intérêt à faire de l'efficacité énergétique pour des considérations concurrentielles, puisque Hydro-Québec offre déjà des programmes d'efficacité énergétique à sa clientèle Grande entreprise⁸². SCGM affirme que le principe de

⁸⁰ ACIG-1, Dissidence de l'ACIG concernant le PGEÉ eu égard aux VGE, page 21.

⁸¹ NS, volume 1, 20 août 2003, pages 169 à 175.

⁸² NS, volume 1, 20 août 2003, page 172.

l'utilisateur-payeur ne permet pas d'aider les entreprises à mieux positionner leurs projets d'efficacité énergétique, en vue de leur en faire réaliser davantage.

Enfin, SCGM rappelle que les mécanismes réglementaires mis en place pour neutraliser les impacts négatifs de l'efficacité énergétique pour le distributeur doivent s'appliquer à l'ensemble des programmes et activités inclus au PGEÉ. À cet égard, le ROEE rappelle que le MAPR fait partie du mécanisme incitatif actuellement en vigueur et que toute révision de ce mécanisme doit être envisagée dans le cadre du dossier R-3494-2002.

8.1.3 ÉTUDE SUR L'ATTRACTION ET LA FIDÉLISATION DE LA CLIENTÈLE

Dans sa preuve, SCGM dépose le rapport de la firme Optima portant sur l'effet de fidélisation et d'attraction des programmes et activités d'efficacité énergétique⁸³. Le dépôt de ce rapport fait suite à la décision D-2000-211 par laquelle la Régie demandait à SCGM de présenter, pour le dossier tarifaire 2002, une méthode d'évaluation des effets de fidélisation et d'attraction du PGEÉ aux fins d'ajustement du MAPR.

Les résultats de l'étude réalisée par Optima démontrent que les répondants connaissent très peu les programmes d'efficacité énergétique de SCGM mais que ces derniers ont néanmoins un léger effet de fidélisation sur la clientèle. Au plan de l'attraction des programmes d'efficacité énergétique de SCGM auprès des non usagers, Optima constate qu'il n'y a aucun effet d'attraction. Au contraire, certains répondants non usagers demeurent encore plus fidèles à leur fournisseur actuel après qu'on leur ait présenté les programmes d'efficacité énergétique de SCGM. L'étude réalisée par Optima s'adressait aux usagers du distributeur et aux non usagers du distributeur, sans égard à leur participation au PGEÉ.

8.1.3.1 Position de S.É./AQLPA

Selon l'intervenant, l'étude d'Optima ne porte que sur les effets de la connaissance du PGEÉ et sur les intentions exprimées par la population en général (usagers et non usagers de SCGM) à l'égard de SCGM. Elle ne peut être d'aucun usage pour répondre aux préoccupations quantitatives exprimées par la Régie quant au MAPR⁸⁴.

⁸³ SCGM-9, document 4 (en liasse).

⁸⁴ Lettres adressées à la Régie par S.É./AQLPA, les 26 juin, 14 juillet et 13 août 2003.

8.1.4 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que les rapports de suivi du PGEÉ respectent les orientations des décisions précédentes, en termes de type de données et de qualité de l'information fournies. Les frais d'administration du plan sont maintenus à un niveau raisonnable.

Cependant, la Régie s'étonne de constater, à la fin du premier cycle complet du PGEÉ 2000-2003, que SCGM ne s'est pas dotée de tous les outils nécessaires pour faire évoluer le PGEÉ au-delà de la simple continuité du plan. En effet, l'exercice d'évaluation n'est pas complété pour tous les programmes et les plans d'évaluation existants ne considèrent pas systématiquement les effets de distorsion techniques et commerciaux applicables selon le type de programme évalué. L'application des résultats d'évaluation obtenus n'est pas homogène. La Régie demande donc à SCGM de compléter l'évaluation des programmes du PGEÉ et d'uniformiser, d'ici le prochain dossier tarifaire, les processus d'évaluation et d'analyse des résultats obtenus, en plus de fournir le plan d'évaluation prévu pour tout nouveau programme soumis.

D'autre part, la Régie s'inquiète de l'impact grandissant du PGEÉ sur les tarifs. En effet, cet impact est passé de 0,5 % en 2000-2001⁸⁵, à 0,951 % en 2001-2002⁸⁶, puis à 1,116 % en 2002-2003⁸⁷, pour finalement s'établir à 1,349 % pour le plan de cette année. L'impact du PGEÉ sur les revenus connaît une hausse de plus de 250 % en trois ans. La Régie rappelle qu'elle indiquait, en 2000, qu'un impact sur les tarifs de distribution de 1,14 % n'était pas indu, compte tenu des objectifs poursuivis⁸⁸. La Régie s'interroge donc sur l'ampleur de la hausse observée et sur sa progression future, d'autant plus qu'elle constate par ailleurs une nette progression du coût unitaire des économies d'énergie annuelles, qui passe de 0,10 \$/m³⁸⁹ à 0,37 \$/m³.

Eu égard à la dissidence de l'ACIG, la Régie retient que cette dernière ne s'oppose pas à l'inclusion de programmes destinés à la clientèle VGE au PGEÉ, position qui concorde avec celle de la Régie, telle qu'exprimée dans une décision précédente⁹⁰. Cependant, les arguments de l'ACIG en ce qui a trait à la notion d'utilisateur-payeur, ne peuvent être considérés comme suffisants par la Régie pour que cette dernière impose cette modalité de programme à SCGM. D'autre part, si la Régie comprend l'avantage qui réside dans une optimisation des programmes destinés à la clientèle de SCGM, elle ne juge pas opportun

⁸⁵ Décision D-2000-211 (R-3444-2000), page 17.

⁸⁶ Décision D-2001-232 (R-3463-2001), page 20.

⁸⁷ Décision D-2002-196 (R-3484-2002), page 36.

⁸⁸ Décision D-2000-211 (R-3444-2000), page 38.

⁸⁹ Décision D-2000-211 (R-3444-2000), page 15, calcul fait à partir des données.

⁹⁰ Décision D-2000-211, pages 35 et 36.

d'obliger le distributeur à intégrer ou combiner ses programmes d'efficacité énergétique (constituant le PGEÉ) et ses programmes commerciaux (PRC et PRRC).

Enfin, la position de l'ACIG, en rapport avec l'exclusion des programmes VGE du MAPR, est ambiguë. L'intervenante semble s'attaquer simultanément au principe et à la méthode de calcul du MAPR. La Régie rappelle à l'ACIG que seules les méthodes de calcul du MAPR peuvent être modifiées dans le cadre du présent dossier tarifaire.

Bien qu'elle souscrive à l'opinion de l'ACIG voulant que les clients VGE soient déjà actifs en matière d'efficacité énergétique, la Régie juge que la proposition de l'ACIG vise une modification du principe de base du MAPR et, dans ce contexte, rejette la dissidence de l'intervenante.

Il est déjà établi que le distributeur doit être compensé pour les pertes de revenus éventuelles associées au PGEÉ, pour tous les programmes, incluant ceux qui sont destinés aux VGE. Le défi de la prochaine année consiste à identifier et quantifier les taux d'opportunisme associés aux différents programmes, principalement ceux qui s'adressent à la clientèle VGE. La preuve de l'ACIG a fait ressortir que les grandes entreprises démontrent de l'intérêt pour l'efficacité énergétique afin de réduire leur facture d'énergie tant en augmentant leur productivité, et ce, avec ou sans programme implanté.

La Régie approuve la mise en œuvre du PGEÉ 2003-2006, incluant les nouveaux programmes VGE et les modalités qui s'y rapportent. Par contre, en l'absence de données précises quant à l'ampleur du niveau d'activité actuel de la clientèle VGE en matière d'efficacité énergétique, elle fixe à 50 % le taux d'opportunisme applicable aux programmes VGE PE 211 et PE 213.

Par ailleurs, la Régie prend acte du dépôt par SCGM de l'étude sur la fidélisation et l'attraction du PGEÉ sur la clientèle. Toutefois, la Régie se questionne sur certaines conclusions de cette étude, eu égard notamment aux taux nuls d'attraction et de fidélisation retenus. Elle partage l'avis de S.É./AQLPA voulant que les taux d'attraction et de fidélisation de 0 % utilisés actuellement par SCGM sont peu représentatifs de l'effet du PGEÉ sur les participants. La Régie souhaite que SCGM poursuive l'évaluation des taux d'attraction et de fidélisation de la clientèle, notamment auprès des participants aux programmes, à partir des exercices d'évaluation et des sondages prévus dans le cadre du PGEÉ.

8.2 PLAN D'ACTION DU FEÉ

La Régie autorise, par sa décision D-2000-183, la création du FEÉ. Ce fonds vise à développer et de réaliser des programmes et des activités en efficacité énergétique auprès des consommateurs de gaz naturel sur le territoire desservi par SCGM, en sus des réalisations dans le PGEÉ. Ces projets s'effectuent autant que possible en partenariat, de façon à maximiser les retombées des sommes investies, et visent tous les marchés.

Le FEÉ a comme priorité de développer et de mettre en œuvre des activités ainsi que des programmes novateurs et d'autres destinés prioritairement à la clientèle résidentielle à faible revenu. Les fonds du FEÉ sont administrés par SCGM et un comité de gestion a pour mandat de développer un plan d'action annuel.

8.2.1 PLAN D'ACTION 2003-2004

Le Plan d'action 2003-2004 du FEÉ⁹¹ comporte douze programmes et sa mise en œuvre doit générer des économies annuelles de 2 750 784 m³ de gaz naturel au cours de la période allant du 1^{er} octobre 2003 au 30 septembre 2004.

Pour la clientèle résidentielle, trois des sept programmes proposés visent spécifiquement la clientèle à faible revenu. Ces programmes sont les suivants :

- aide financière et technique à la construction de logements sociaux efficaces;
- aide financière et technique à la rénovation écoénergétique de logements sociaux;
- installation de panneaux réflecteurs de chaleur dans les logements sociaux;
- financement des nouvelles maisons Novoclimat;
- encouragement à la rénovation écoénergétique résidentielle;
- rabais à l'achat de fenêtres et portes coulissantes à haut rendement énergétique;
- installation de panneaux réflecteurs de chaleur dans les habitations résidentielles.

La clientèle CII bénéficie de quatre programmes de financement (nouveaux bâtiments efficaces, rénovations écoénergétiques des bâtiments, panneaux réflecteurs de chaleur et systèmes solaires actifs), ainsi que d'un programme d'aide financière à la végétalisation de toits en milieu urbain.

Le Plan d'action 2003-2004 du FEÉ implique des investissements de 3 550 000 \$ ainsi que des frais de 300 000 \$ pour la gestion et les communications du FEÉ. Le Plan d'action

⁹¹ SCGM-9, document 9.

2003-2004 prévoit aussi des investissements de 200 000 \$ pour effectuer une veille technologique incluant divers projets de recherche et de démonstration pour une somme totale de 4 050 000 \$ pour le FEÉ de cette année. Le coût unitaire des économies d'énergie annuelles prévues est donc de 1,47 \$/m³.

8.2.2 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate, qu'après trois ans d'existence, le FEÉ éprouve encore des difficultés à prendre son envol. Alors que, dans sa décision D-2002-196⁹², la Régie autorise un budget de 1 669 500 \$ pour l'exercice 2002-2003, moins de 600 000 \$⁹³ auront été dépensés au cours de la présente année. Par ailleurs, le coût unitaire des économies d'énergie annuelles prévues pour le plan d'action du FEÉ correspond à près de quatre fois celui du PGEÉ.

Jusqu'à présent, peu d'information est fournie quant aux impacts énergétiques, économiques et structureaux des projets soumis. De plus, la Régie doute de la pertinence et du caractère novateur de certains projets et constate l'absence d'une planification à long terme du FEÉ.

Dans une perspective d'intérêt public et tenant compte du caractère peu réaliste du montant demandé, la Régie conclut qu'elle ne peut autoriser le budget tel que demandé et limite celui-ci à un montant de 2 000 000 \$ pour l'exercice 2003-2004. La Régie demande également le dépôt d'une planification pluriannuelle (trois ans) des activités du FEÉ pour le prochain dossier tarifaire.

8.3 RAPPORT ANNUEL DE PERFORMANCE : PROGRAMME DE PRODUITS FINANCIERS DÉRIVÉS

La décision D-2001-214 établit la teneur du rapport annuel de performance du programme de produits financiers dérivés devant être déposé par SCGM. Les résultats atteints en regard de chacun des objectifs du programme sont présentés dans le rapport déposé par SCGM⁹⁴.

8.3.1 RÉDUIRE LA VOLATILITÉ DU PORTEFEUILLE

Pour l'année gazière 2002, les résultats du programme de produits dérivés financiers montrent que l'objectif de réduction de la volatilité du portefeuille a été atteint. Selon le

⁹² D-2002-196 (R-3484-2002), page 37.

⁹³ SCGM-9, document 8, page 27.

⁹⁴ SCGM-5, document 2.

distributeur, les outils de protection dont s'est dotée SCGM au cours de l'année gazière 2002 ont permis de réduire de façon significative la volatilité de son portefeuille d'approvisionnement, soit environ 22 points de volatilité ou 33 %⁹⁵. Le portefeuille avec couverture avait une volatilité de 45 % alors que le portefeuille non couvert avait une volatilité de 67 %.⁹⁶ Cette réduction de volatilité comporte un coût additionnel : le coût moyen d'approvisionnement du portefeuille avec couverture s'établissait à 4,03 \$/GJ alors que le coût moyen d'approvisionnement du portefeuille non couvert était de 3,57 \$/GJ.

Pour l'année gazière 2003, les résultats du programme de produits dérivés financiers montrent que l'objectif a été atteint puisque la volatilité du portefeuille avec couverture se situait à 46 % alors que la volatilité du portefeuille non couvert se situait à 82 %⁹⁷, soit une baisse de 36 points de volatilité ou 44 %. De plus, il est intéressant de mentionner que les dérivés financiers sur le gaz naturel ont permis de réduire le coût moyen d'approvisionnement de 0,22 \$ soit une diminution de 3,4 %. Le coût moyen du portefeuille avec couverture se situait à 6,34 \$/GJ alors que le coût moyen du portefeuille non couvert était de 6,56 \$/GJ⁹⁸.

8.3.2 LIMITER L'IMPACT D'UNE AUGMENTATION POTENTIELLE DES PRIX

Pour l'année gazière 2002, l'hiver s'est soldé par un écrasement des prix du gaz naturel. Rappelons que le second objectif de la politique de SCGM est de limiter l'impact d'une hausse éventuelle des prix. Cette hausse éventuelle ne s'est pas matérialisée, déjouant les prévisions de la majorité des acteurs de l'industrie gazière qui s'accordaient à l'époque pour dire que l'année 2002 serait la copie conforme de l'année 2001⁹⁹. Pour juger la performance de la politique de SCGM face à l'objectif de limiter l'impact d'une augmentation des prix, SCGM propose une analyse prospective (avant les faits) en tenant compte du contexte de l'époque.

Pour l'année gazière 2003, l'objectif de limiter l'impact des hausses de prix a été atteint. Par une analyse rétrospective on note que les prix du marché ont atteint des sommets de 8 \$/GJ en janvier et 14 \$/GJ en février 2003, alors que les stratégies de couverture ont limité les prix des volumes protégés à un plafond de 7,89 \$/GJ résultant en un prix moyen d'approvisionnement de 6,34 \$/GJ¹⁰⁰.

⁹⁵ SCGM-5, document 2, page 14.

⁹⁶ SCGM-5, document 2, page 14.

⁹⁷ SCGM-5, document 2, page 15.

⁹⁸ SCGM-5, document 2, page 15.

⁹⁹ SCGM-5, document 2, page 16.

¹⁰⁰ SCGM-5, document 2, page 17.

8.3.3 PRÉSERVER LA POSITION CONCURRENTIELLE DU GAZ NATUREL

Rappelons tout d'abord que le dernier objectif de la politique de gestion des risques est de saisir ce qui est perçu comme une opportunité de marché afin de préserver la position concurrentielle du gaz¹⁰¹.

SCGM note que la relation risque/rendement est respectée. De plus, SCGM fait remarquer que le tarif de fourniture a été de 12 % supérieur à l'indice Canadian Gas Price Reporter (CGPR), qui est l'indice sur lequel SCGM fait ses couvertures à l'aide des produits financiers. Par contre, la volatilité du tarif de fourniture a été de 25% comparativement à une volatilité de 69 % pour les indices CGPR¹⁰².

Pour l'année gazière 2002, SCGM a profité de la faiblesse du marché au cours de l'été pour effectuer plusieurs transactions et porter son niveau de protection à près de 55 % pour l'année gazière allant de novembre 2002 à octobre 2003¹⁰³.

Pour l'année gazière 2003, il ressort que les opportunités de transaction associées à une faiblesse temporaire des prix ont été presque inexistantes durant la période¹⁰⁴. SCGM a évité les périodes de crise et a concentré ses transactions sur la période de correction à la baisse des prix¹⁰⁵.

8.3.4 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie prend acte des résultats du programme de produits financiers dérivés pour 2002-2003. Selon la preuve présentée par SCGM, le programme de dérivés financiers s'est avéré performant dans le contexte de marché.

9. FRAIS DES INTERVENANTS

Tous les intervenants admissibles ont réclamé le remboursement de leurs frais pour la participation au Groupe de travail et à l'audience des 20, 21 et 22 août 2003. La Régie prend

¹⁰¹ SCGM-5, document 2, page 18.

¹⁰² SCGM-5, document 2, page 21 et NS, volume 1, 20 août 2003, pages 230 et 231.

¹⁰³ SCGM-5, document 2, page 19.

¹⁰⁴ SCGM-5, document 2, pages 19 et 20.

¹⁰⁵ SCGM-5, document 2, page 20.

acte de ces demandes de remboursement et informe les intervenants concernés qu'elle jugera ultérieurement du degré d'utilité et du *quantum* des frais.

La Régie avise les intervenants que sa décision sur le *quantum* des frais sera prise en fonction des balises maximales définies ci-après. Celles-ci découlent, d'une part, de celles établies par la décision D-2003-92 et, d'autre part, de la durée réelle de l'audience : deux journées et demie (20 heures).

La Régie établit, pour la portion du dossier relative à l'audience des 20, 21 et 22 août 2003, les bornes maximales suivantes :

- pour la préparation et la présence à l'audience, un nombre maximal pour les services d'analystes n'excédant pas 10,5 journées, soit un maximum de 84 heures;
- pour la préparation et la présence à l'audience, un nombre maximal pour les services d'avocats n'excédant pas 6,5 journées, soit un maximum de 52 heures;
- le cas échéant, le nombre d'heures pour les services d'un coordonnateur, payé aux groupes de personnes réunis;
- un budget maximal pour les autres dépenses équivalant à 5 % de l'enveloppe d'honoraires soumis; pour les groupes de personnes réunis, le maximum est établi à 6 %;
- les taxes applicables selon le statut fiscal de l'intervenant.

Comme les frais relatifs aux rencontres du Groupe de travail sont accordés sur une base forfaitaire, les intervenants devront les présenter de façon distincte.

VU ce qui précède;

CONSIDÉRANT la *Loi sur la Régie de l'énergie*;

CONSIDÉRANT le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*¹⁰⁶;

La Régie de l'énergie :

RECONDUIT jusqu'au 30 septembre 2005 les programmes et conditions tarifaires déjà reconduits jusqu'au 30 septembre 2004 par la décision D-2002-196 :

- 1) Programme de flexibilité tarifaire bi-énergie,
- 2) Programme de flexibilité tarifaire mazout pour les clients des tarifs D₁, D₃ et D_M;

¹⁰⁶ (1998) 130 G.O. II, 1245.

APPROUVE le plan d'approvisionnement de SCGM pour l'exercice 2004 décrit à la pièce SCGM-4, document 1;

APPROUVE, pour l'exercice financier 2004, les volumes totaux pouvant être protégés en vertu du « *Programmes de produits financiers dérivés* » ainsi que le plafond applicable aux contrats d'échange à prix fixes, le tout tel que décrit à la pièce SCGM-5, document 1, page 2 de 20;

RELÈVE SCGM de l'obligation de soumettre dans les prochains dossiers tarifaires, comme suivi de la décision D-2001-214, les tableaux comparatifs des fluctuations observées entre les prévisions de l'institution financière retenue pour les projections du prix des services de fourniture de gaz naturel et de gaz de compression et les prévisions d'une autre institution financière;

APPROUVE l'application à l'exercice 2004 du mécanisme incitatif à l'amélioration à la performance approuvé par la Régie dans sa décision D-2000-183;

REJETTE la dissidence de l'ACIG concernant le PGEÉ eu égard aux VGE;

APPROUVE la mise en œuvre du PGEÉ 2003-2004 et fixe à 50 % le taux d'opportunisme applicable aux programmes VGE PE 211 et PE 213;

AUTORISE l'utilisation d'une somme de 2 000 000 \$ dans la mise en œuvre du Plan d'action 2003-2004 du FEÉ;

AUTORISE la reconduction pour l'exercice 2004 du mécanisme automatique d'établissement du taux de rendement sur l'avoir moyen des actionnaires énoncé dans les décisions D-99-11 et D-99-150;

AUTORISE le coût en capital moyen, après partage du gain de productivité, de 8,87 % sur la base de tarification pour l'exercice financier 2004;

AUTORISE, dans l'évaluation des projets d'investissements prévus par SCGM pour l'exercice financier 2004, le coût en capital prospectif de 7,48 %;

AUTORISE la répartition tarifaire proposée à la pièce SCGM-12, document 5;

AUTORISE la mise sur pied d'un groupe de travail relativement au niveau général des réductions du tarif de distribution D₅;

APPROUVE, pour les clients ayant une consommation annuelle entre 7 500 m³ et 1 168 000 m³, la proposition visant à faciliter l'offre des fournisseurs et courtiers en gaz naturel auprès de la clientèle d'une option à prix fixe à durée déterminée pour l'achat de gaz naturel;

DEMANDE à SCGM de modifier la grille tarifaire pour tenir compte des impacts de la présente décision sur les revenus requis;

DEMANDE à SCGM de déposer le texte des tarifs incorporant les modifications requises par la Régie dans la présente décision (aux sections 4.7.2 et 5.3.4);

PERMET aux intervenants reconnus et admissibles de soumettre leur demande de paiement de frais détaillés, suivant les balises maximales établies à la section 9 et la décision D-99-124 relative au *Guide de paiement des frais des intervenants*, dans les trente jours suivant la présente;

RÉSERVE sa décision sur l'établissement du *quantum* des frais sur l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations.

Jean-Noël Vallière
Régisseur

Anita Côté-Verhaaf
Régisseuse

Francine Roy
Régisseuse

LISTE DES REPRÉSENTANTS :

- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M^c Jocelyn B. Allard;
- Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) représentée par M^c Nicolas Plourde;
- Centre d'études réglementaires du Québec (CERQ) représenté par M^c Michel Davis;
- Direct Energy Marketing Limited (Direct Energy) représenté par M^c Marc Laurin;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M^c André Turmel;
- Gazifère Inc. (Gazifère) représentée par M^c Louise Tremblay;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M. Jean-François Lefebvre;
- Hydro-Québec représentée par M^c F. Jean Morel;
- Option consommateurs (OC) représentée par M^c Pierre Tourigny;
- 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^c Eve-Lyne H. Fecteau;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M^c Dominique Neuman;
- Union des consommateurs (UC) représentée par M^c Claude Tardif;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M^c Éric Couture.

ANNEXE 1

RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS RELATIVES AU PROGRAMME DE PRODUITS DÉRIVÉS FINANCIERS

Annexe 1 (2 pages)

J.-N.V. _____

A.C.-V. _____

F.R. _____

RÉSUMÉ DES PROPOSITIONS DU PROGRAMME DE DÉRIVÉS FINANCIERS

OUTILS AUTORISÉS

- Contrat d'échange à prix fixe
- Achat et vente d'options d'achat et de vente
- Combinaison des outils précités

PRIX MAXIMAL POUR CONTRATS D'ÉCHANGE ET PLANCHIERS DE COLLIERS

- 6,48\$/GJ à AECO

PRIX D'EXERCICE MAXIMAL DES OPTIONS

- 0-12 mois : 11,00 \$/GJ à AECO
- 13-24 mois : 10,22 \$/GJ à AECO¹⁰⁷
- 25-36 mois : 9,89 \$/GJ à AECO¹⁰⁷

BALISE TEMPORELLE

- Couverture maximale : 36 mois

ENVELOPPE BUDGÉTAIRE POUR LE PAIEMENT DES PRIMES

- Maximum de 1,5 % du coût annualisé du service de fourniture de gaz naturel de SCGM et de gaz de compression

¹⁰⁷ Source : CIBC World Markets, Energy Update, Thursday May 01, 2003.

BALISES VOLUMÉTRIQUES
DOSSIER TARIFAIRE 2004 VS DOSSIER TARIFAIRE 2003

	0-12 mois	13-24 mois	25-36 mois
Service de fourniture de gaz naturel de SCGM			
En PJ/an	99,9 vs 89,7	74,2 ¹⁰⁸ vs 66,0	57,4 ¹⁰⁸ vs 51,2
En 10 ⁰ m ³ /an	2 636 vs 2 367	1957 vs 1 743	1516 vs 1 352
Portefeuille cible de protection (%) ¹⁰⁹	20-75 %	0-63 %	0-40 %
Volumes annuels à protéger			
En PJ/an	20-75 vs 18-67	0-47 vs 0-42	0-23 vs 0-21
En 10 ⁰ m ³ /an	527 – 1 977 vs 473 – 1 775	0 – 1 233 vs 0 – 1 101	0-606 vs 0 – 542
Volumes maximum – transactions mensuelles (1/6 des volumes annuels)			
En PJ/mois	13 vs 11	8 vs 7	4 vs 4
En 10 ⁰ m ³ /mois	330 vs 297	206 vs 183	101 vs 90

- Pour les outils ayant une échéance de un (1) an et moins, le prix d'exercice fait l'objet d'indexation. Celui-ci est donc de 11,00 \$/GJ à AECO.
- Pour les outils ayant une échéance de plus de 1 an, le prix d'exercice fait l'objet d'indexation, tel que présenté dans la pièce SCGM-1, document 3, page 9 du dossier tarifaire 2002 (R-3463-2001).

Sources : Pièce SCGM-5, document 1, page 2 et R-3484, SCGM-5, document 1, page 2.

¹⁰⁸ Estimé en fonction de la courbe de déplacement calculé.

¹⁰⁹ Établi en fonction du facteur d'incertitude calculé.

ANNEXE 2

RAPPORTS SPÉCIFIQUES DEMANDÉS PAR LA RÉGIE ET SUIVIS DE DÉCISIONS ANTÉRIEURES

Annexe 2 (1 page)

J.-N.V. _____

A.C.-V. _____

F.R. _____

ANNEXE 2

Rapports spécifiques demandés par la Régie et suivis de décisions

	<i>Référence</i>
1. Rapport annuel de performance – Produits financiers dérivés (suivi de la décision D-2000-214).	Pièce SCGM-5, document 2
2. Suivi du projet du système de gestion intégré (SAPHIR) – Décision D-2000-34.	Pièce SCGM-6, document 8
3. Évolution du coût de service.	Pièce SCGM-8, document 9
4. Rapports de suivis et tableaux financiers du PGÉE.	Pièce SCGM-10, documents 1 à 4
5. Plan d'action visant l'utilisation du compte d'aide à la substitution d'énergies plus polluantes (CASEP).	Pièce SCGM-9, document 7
6. Éléments relatifs au plan d'action du FEÉ.	Pièce SCGM-9, document 9
7. Impact des nouveaux positionnements stratégiques au niveau du transport et de l'équilibrage sur les principes d'allocation des coûts présentement en vigueur	Section 7.4.3
8. Option prix fixe	Section 5.3.4

