

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL**

N° : R-3397-98, PHASE II

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN**

requérante

et

**L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (CI-APRÈS "ACIG")**

intervenante

ARGUMENTATION DE L'ACIG

**Me Guy Sarault
HEENAN BLAIKIE
Procureurs de l'ACIG**

26 novembre 1998

TABLE DES MATIÈRES

I	LE CONTEXTE	1
II	ANALYSE DÉTAILLÉE DU DOSSIER TARIFAIRE 1998-99	9
	A. PROGRESSION DES REVENUS DE VENTES ET COÛT DU GAZ	9
	1. Progression des revenus des ventes	9
	2. Coût du gaz (approvisionnements gaziers)	11
	a) Le niveau élevé des interruptions	11
	b) La nouvelle procédure d'interruption	13
	c) Projet de développement du réseau de transport	16
	d) L'exactitude des prévisions de Gaz Métro au niveau du coût de la marchandise	17
	i) Impact de cette prévision sur les demandes tarifaires	18
	ii) La nécessité d'envoyer le bon signal de prix sur le marché	20
	e) Le nouveau mécanisme d'ajustement du prix du gaz de compression	24
	B. LE CONTRÔLE DES DÉPENSES	26
	1. Dépenses d'exploitation	26
	2. Dépenses d'immobilisation	29
	C. LE COÛT EN CAPITAL (TAUX DE RENDEMENT)	33
	1. Introduction	33
	2. Le taux de rendement juste et raisonnable à être utilisé comme point de départ	35
	a) Les grands principes applicables	35
	b) Mesure du risque d'affaires de Gaz Métro	37
	i) Risque relié à la demande	38
	ii) Risque relié à l'offre (approvisionnements)	40
	iii) Conclusion sur le risque d'affaires	43
	c) Le risque financier	43
	i) La structure de capital plus généreuse de Gaz Métropolitain	43

ii)	La cote de crédit A (high) de Gaz Métro	45
d)	Le risque réglementaire	50
e)	Conclusion sur le risque global aux fins de la détermination du rendement	56
f)	Calcul du taux de rendement	59
i)	Résumé des recommandations des experts de SCGM et de l'ACIG	60
ii)	Le désaccord au sujet du calcul de la prime de risque du marché	61
iii)	Les divergences au sujet du beta	64
g)	La tendance à la baisse dans les taux de rendement	67
h)	La capacité de payer des usagers	71
3.	La formule d'ajustement automatique du taux de rendement .	72
a)	Le désaccord quant à la formule d'ajustement proposé . .	72
b)	Les circonstances justifiant le réexamen du taux de rendement	74
4.	Le rendement incitatif et la Phase III du dossier	76
D.	ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE ET GRILLE TARIFAIRE	81
III	CONCLUSION	90
IV	FRAIS DE L'ACIG	93

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3397-98, PHASE II

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN

requérante

et

L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (CI-APRÈS "ACIG")

intervenante

ARGUMENTATION DE L'ACIG

I - LE CONTEXTE :

À titre d'entrée en matière de notre argumentation au nom de l'ACIG, nous croyons important de rappeler que cette Association représente les intérêts de plusieurs industries consommatrices de gaz naturel établies au Québec, en Ontario et au Manitoba. Comme indiqué aux paragraphes 1 et 2 de la demande d'intervention de l'ACIG produite en date du 19 mai 1998, l'Association compte présentement environ cinquante (50) membres dont près d'une trentaine (30) font affaires au Québec.

Dans l'ensemble, les membres du Québec consomment un peu plus de soixante (60) Bcf de gaz naturel par année représentant environ 50% de la consommation industrielle et près de 30% de la consommation totale de gaz naturel au Québec.

Pour la plupart de ces industries qui oeuvrent dans des secteurs variés (pâtes et papier, métallurgie, sidérurgie, produits chimiques, etc.), les approvisionnements en gaz naturel (marchandise, transport et distribution) constituent une part appréciable de leurs coûts de production qui, dans certains cas, peut influencer de façon importante sur leur capacité de concurrencer efficacement avec leurs compétiteurs situés à l'extérieur du Québec.

Plusieurs de ces grandes industries ont aussi des usines et autres installations non seulement au Québec mais aussi dans d'autres provinces du Canada, notamment en Ontario, ainsi qu'aux États-Unis. Pour ces sociétés créatrices d'emploi, les coûts d'approvisionnement en gaz naturel peuvent parfois faire la différence au niveau de la décision d'orienter un investissement ou encore d'augmenter la production dans un territoire en particulier plutôt que dans un autre.

Cela étant dit, il est bien connu que l'ACIG a, au cours des dernières années, formulé une préoccupation constante quant au niveau des tarifs de transport et distribution de Gaz Métro par rapport à ceux des autres distributeurs au Canada, notamment en Ontario où plusieurs membres de l'ACIG exploitent des usines et autres installations.

Dans une série de questions écrites dont les réponses ont été produites comme pièce SCGM-17, doc. 1.1 (7 pages), l'ACIG a confronté Gaz Métro avec certains tableaux déposés par Gazifère dans le cadre de sa cause tarifaire de l'an dernier (R-3389-97) dressant la comparaison entre les tarifs de Gazifère et les tarifs équivalents de Gaz Métro et ceux de Consumers Gas en Ontario et ce, pour les marchés résidentiel, commercial et industriel (continu et interruptible).

De l'avis de l'ACIG, la mise à jour de ces tableaux produite par Gaz Métro dans le cadre du présent dossier démontre de façon éloquentte qu'il existe toujours un écart

considérable entre les tarifs industriels de Gaz Métro et les tarifs équivalents offerts par Consumers Gas en Ontario et même ceux offerts par Gazifère dans l'Outaouais.

Dans le cas particulier de la comparaison avec Consumers Gas, le tableau produit à la page 5 de cette pièce démontre que, malgré les généreux escomptes offerts par Gaz Métro à ses clients interruptibles en considération de leur acceptation de souscrire des volumes minimums très élevés (allant jusqu'à 85% de leur consommation projetée) sur des périodes allant jusqu'à cinq (5) ans (nous y reviendrons), les écarts de tarifs pour les cas types indiqués sont supérieurs à 35%.

Dans sa demande d'information #Q17.1.1d), l'ACIG a aussi rappelé que, lors de sa comparution devant la Régie à l'occasion de la cause tarifaire 1992-93, le Président de Gaz Métro de l'époque, Monsieur André Caillé, avait pris l'engagement de ramener les tarifs industriels de Gaz Métro à un niveau équivalent à ceux de Consumers Gas en Ontario et ce, sur une période de cinq (5) ans. Dans sa réponse produite comme pièce SCMG-17, doc. 1.1 pages 6 et 7, Gaz Métro n'a pas contesté cet engagement non plus que le fait qu'il existe bel et bien un écart défavorable dans les tarifs de grande consommation pour les clients de Gaz Métro. Gaz Métro a toutefois référé l'ACIG à un passage du témoignage écrit de son Président d'aujourd'hui, Monsieur Robert Tessier, qui suggère que cet écart (qu'il évalue à environ 25% dans les tarifs de grande consommation), bien que regrettable, «... paraît incontournable pour l'essentiel».

L'ACIG est fort déçue par cette réponse en ce qu'elle suggère implicitement que Gaz Métro semble avoir abandonné l'objectif de réduire graduellement son coût unitaire de service pour rendre ses tarifs plus concurrentiels avec ceux qui sont disponibles dans d'autres juridictions.

À la page 17 de son témoignage écrit, pièce SCGM-1, doc. 1, l'ex vice-présidente de Gaz Métro, Madame Ghislaine Larocque, souligne que, malgré les augmentations proposées dans le présent dossier, *«... les tarifs de transport et de distribution sont pratiquement inchangés depuis cinq (5) ans pour les clients de moyen et grand débits qui représentent 89% des livraisons totales. À cet effet, voir le graphique en annexe. Cette évolution répond à une préoccupation traditionnelle de la Régie ainsi, bien entendu, que de Gaz Métropolitain.»*

L'ACIG soumet respectueusement que la préoccupation constante de la Régie au cours des dernières années a été non pas de maintenir le coût de service de Gaz Métro à son niveau actuel mais bien plutôt de le réduire. Pour s'en convaincre, mentionnons les passages suivants de certaines des récentes décisions tarifaires de la Régie à l'égard de Gaz Métro :

1° Décision D-93-51 rendue pour l'année tarifaire 1993-94 (à la page 14) :

«Toutes les parties reconnaissent que la croissance des ventes de gaz naturel dans la franchise est sûrement le moyen le plus efficace de réduire le coût de service unitaire pour l'ensemble des usagers de SCGM.

Or, malgré une augmentation des ventes prévue de 7 Bcf pour l'année 1993-94, la requérante informe la Régie que ses revenus additionnels requis sont de l'ordre de 5,9 millions \$.

La Régie est d'avis que lorsqu'on ne peut maintenir ou réduire le coût de service unitaire par une augmentation des revenus suite à une croissance des ventes, il faut prendre alors tous les moyens nécessaires pour réduire à leur strict minimum les besoins des revenus additionnels requis.»

2° Décision D-94-65 rendue à l'égard de l'année tarifaire 1994-95 (à la page 53):

«Par ailleurs, la faible croissance des ventes projetées pour l'année-témoin fait en sorte que SCGM doit demander une augmentation substantielle de ses revenus.

La Régie est donc fort préoccupée de la croissance constante du coût de service de la requérante et de la position difficile dans laquelle elle se retrouve face à la concurrence des autres formes d'énergie.

Dans les présent dossier, la Régie se base sur la même philosophie et les mêmes principes qui l'ont guidée dans sa décision du dossier tarifaire de l'année précédente.

À cet égard, ses préoccupations majeures dans le présent dossier concernent les consommateurs, le distributeur et les sociétaires propriétaires de la Société en commandite Gaz Métropolitain, à savoir :

- éviter toute augmentation du coût de service et le réduire si possible;»*

3° Décision D-95-54 rendue à l'égard de l'année-témoin 1995-96 (à la page 31):

«Il est fort décevant de constater que, malgré des projections de ventes records et un contrôle serré des dépenses, le distributeur soit dans la position de devoir, cette année, demander une hausse tarifaire.

Bien que cette augmentation soit due strictement à des décisions externes au distributeur et que sans celles-ci, il y aurait eu une baisse de tarifs d'environ 11 millions \$, il faut se demander quand les clients pourront bénéficier d'une baisse de tarif et quels moyens le distributeur doit envisager pour réduire son coût de service afin de respecter la capacité de payer des usagers et améliorer la position concurrentielle du gaz naturel face aux autres formes d'énergie.

La Régie est fort préoccupée par la croissance constante du coût de service de la requérante et doit donc analyser toutes

les alternatives qui permettraient au distributeur de maintenir un coût de service au plus bas niveau possible.»

4° Décision D-96-31 rendue à l'égard de l'année-témoin 1996-97 (à la page 54):

«Les principes qui ont guidé la Régie dans l'analyse des demandes du distributeur reflètent bien ses préoccupations majeures, à savoir :

- éviter toute augmentation du coût de service et le réduire si possible;*
- réduire l'interfinancement dont bénéficient certains consommateurs;*
- maintenir l'équilibre financier du distributeur;*
- autoriser un taux de rendement juste et raisonnable sur l'avoir des sociétaires;*
- donner au distributeur les moyens appropriés en vue d'atteindre ses objectifs de ventes et de revenus nécessaires au développement de son entreprise.*

La Régie doit donc s'assurer que tous les efforts ont été faits pour éviter toute augmentation du coût de service et, par le fait même, respecter la capacité de payer des usagers et améliorer ainsi la position concurrentielle du gaz naturel face aux autres formes d'énergie.»

5° Décision D-96-34 rendue à l'égard de l'année-témoin 1997-98 (aux pages 22 et 23) :

À la page 22 :

«La Régie constate que n'eut été des réductions tarifaires de TCPL, la demanderesse aurait été dans l'obligation de soumettre une demande de hausse tarifaire dans le présent dossier.»

À la page 23 :

«À cet égard, la Régie est toujours d'avis qu'il faut ramener les tarifs des clients industriels au même niveau que ceux de l'Ontario le plus rapidement possible.»

Cette année, si l'on s'en fie aux projections globales indiquées à la pièce SCGM-2, doc. 2 (mise à jour au 13 octobre), on peut constater que Gaz Métro demande, une fois de plus cette année, une **augmentation de revenus de 7,950 millions \$** au delà de ceux qui sont générés par les tarifs actuels.

On nous répliquera peut-être que les revenus additionnels requis cette année sont largement attribuables à l'augmentation de **9,837 millions \$** dans les tarifs de TCPL sur lesquels Gaz Métro n'a aucun contrôle. Pourtant, cette augmentation est largement compensée par les réductions de coûts suivantes causées par des facteurs sur lesquels Gaz Métro n'a guère plus de contrôle :

1°	Réduction de la redevance à la Régie : (Voir SCGM-2, doc. 2, page 1, col. 4) :	4,168 millions \$
2°	Réduction de la taxe sur le réseau de transmission : (Voir SCGM-2, doc. 2, page 1, col. 5) :	2,131 millions \$
3°	Réduction supplémentaire des tarifs de transport de TCPL et d'entreposage de Union Gas selon la mise à jour (Voir SCGM-2, doc. 2, page 2, col. 14) :	2,241 millions \$
4°	Amortissement du compte de nivellement de gaz de compression (Voir SCGM-2, doc. 2, page 2, col. 15) :	<u>1,250 millions \$</u>
TOTAL :		9,790 millions \$

Dans cette optique, l'ACIG soumet que le dossier présenté cette année, à l'instar de ceux présentés par Gaz Métro au cours des années précédentes, fait défaut de répondre adéquatement aux préoccupations sérieuses formulées par la Régie année après année à l'égard de l'évolution du coût de service du distributeur.

Lors de la présentation de notre argumentation au cours des années précédentes, nous avons pris l'habitude de passer en revue l'historique des dossiers tarifaires (remontant jusqu'à l'année 1992-93 avec la décision D-92-36) pour démontrer que, année après année, la Régie a dû imposer sa volonté à Gaz Métro pour contrôler son coût de service et ainsi procurer aux clients une lueur d'espoir quant à la possibilité de connaître, un jour, une véritable diminution des tarifs. Est-il nécessaire de rappeler que, n'eut été de ces interventions de la Régie, année après année, les dossiers tarifaires de Gaz Métro, tels que présentés, nous auraient mené tout droit vers une situation qui serait sans doute intenable aujourd'hui.

Eu égard à ces circonstances, nous proposons d'analyser les demandes tarifaires de Gaz Métro sur la base du principe fondamental suivant que la Régie énonçait dans sa décision D-93-51 rendue à l'égard du dossier tarifaire 1993-94 (à la page 14) :

«La Régie est d'avis que lorsque l'on ne peut maintenir ou réduire le coût de service unitaire par une augmentation des revenus suite à une croissance des ventes, il faut prendre alors tous les moyens nécessaires pour réduire à leur strict minimum les besoins de revenus additionnels requis.»

Par souci de clarté, nous avons cru bon de diviser notre analyse du dossier tarifaire en quatre (4) grandes parties, soit une première traitant de la progression des revenus de ventes et du coût du gaz, une seconde abordant l'évolution des dépenses (dépenses d'exploitation et d'immobilisation), une troisième traitant du coût en capital

et du taux de rendement et une quatrième analysant la grille tarifaire proposée en fonction de l'allocation du coût de service.

II ANALYSE DÉTAILLÉE DU DOSSIER TARIFAIRE 1998-99 :

A. PROGRESSION DES REVENUS DE VENTES ET COÛT DU GAZ :

1. Progression des revenus de ventes :

Dans plusieurs de ses décisions antérieures, la Régie a retenu comme principe que la croissance des ventes constitue le moyen le plus efficace d'augmenter les revenus de transport et de distribution et ainsi réduire le coût de service unitaire pour l'ensemble des usagers.

Sur ce premier point, force est de constater que la progression des revenus de ventes projetée pour cette année est loin d'être suffisante pour compenser les augmentations projetées au niveau des dépenses et du taux de rendement, avec le résultat que Gaz Métro propose encore une fois une augmentation de tarifs.

Si on consulte la mise à jour des prévisions globales de cette année par rapport à celles de l'an dernier (SCGM-2, doc. 5.1), on peut constater que les volumes de ventes anticipées (selon une prévision 11/1) pour l'année se terminant le 30 septembre 1998 se chiffrent à **217,3 Bcf**, soit **1,5 Bcf** de moins que le budget de **218,8 Bcf** autorisé par la Régie dans la décision tarifaire (D-97-34) de l'an dernier. Pour cette année, la mise à jour du budget prévoit des volumes de l'ordre de **218,8 Bcf**, soit exactement la même chose que le budget de l'an dernier.

Côté revenus, la ligne 7 de la pièce SCGM-2, doc. 5.1 nous apprend que les revenus de distribution budgétés (après déduction des coûts de transport,

d'entreposage et de marchandise) seront de **1,826 millions \$** inférieurs à ceux anticipés pour l'année se terminant le 30 septembre 1998 selon une projection 11/1.

On nous dira sans doute que cette situation est largement attribuable à la détérioration de la position concurrentielle du gaz par rapport aux autres formes d'énergie résultant de l'augmentation du prix de la marchandise de **2,10 \$/GJ** à **2,65 \$/GJ**.

De l'avis de l'ACIG, cet argument serait peut-être valable s'il s'agissait d'un simple incident de parcours et que, sur un horizon à plus long terme, on pourrait espérer une augmentation significative des revenus de ventes de Gaz Métro pour compenser adéquatement la progression de ses dépenses. Or, si on consulte la pièce SCGM-12, doc. 1.1b) montrant l'évolution de la valeur totale de la base de tarification réelle par unité de volume de ventes pour les années 1990 jusqu'à aujourd'hui, on peut constater que la croissance des ventes a été fort modeste au cours des dernières années.

Si on complète ce tableau en remplaçant le chiffre de **221,4 Bcf** de 1998 par la projection révisée (11/1) de l'ordre de **217,3 Bcf** et en y ajoutant la projection de **218,8 Bcf** prévue selon la mise à jour du budget 1999, on peut conclure que, sur la période de dix (10) ans comprise entre 1990 et 1999, les volumes de ventes auront progressé de **188,6 Bcf** à **218,8 Bcf**, soit une augmentation de **16,0%** pour toute la période ou, si vous préférez, **1,6%** par année.

À titre de comparaison, mentionnons que la valeur totale de la base de tarification maintenant budgétée pour 1999 s'élève à **1,411 milliards \$** (voir SCGM-12, doc. 3, page 2) représentant une augmentation de **303 millions \$** ou, si vous préférez, **27,3%** par rapport aux chiffres de 1990.

Si le passé est garant de l'avenir, c'est donc à dire que tant sur l'horizon à court terme que sur une perspective à plus long terme, il est illusoire de compter sur une augmentation significative des revenus de ventes pour réduire le coût unitaire de service de Gaz Métro. Il faut donc nécessairement envisager des mesures de resserrement des dépenses si l'on veut, cette année encore, maintenir le cap au niveau du contrôle du coût de service.

2. Coût du gaz (approvisionnements gaziers) :

a) Le niveau élevé des interruptions :

Lors de la présentation de son dossier tarifaire 1995-96 (R-3324-95, Phase II), Gaz Métro avait annoncé une diminution de ses coûts de transport et d'entreposage d'un montant d'environ 11 millions \$ en raison essentiellement de la réduction de ses engagements auprès de TCPL et Union. La Régie a souligné ce fait aux pages 31 et 32 de sa décision D-95-54 et remarqua que, grâce à cette économie, le distributeur avait atteint un coefficient d'utilisation de 100% de sa capacité de transport et d'entreposage.

L'ACIG tient à rappeler qu'il y a un prix d'associé à ces économies réalisées au niveau des frais de transport et d'entreposage, soit celui de la qualité du service offert aux clients interruptibles.

Pour s'en convaincre, il suffit de consulter les tableaux comparatifs produits comme pièce SCMG-5, doc. 3.1a) fournissant les données budgétisées ainsi que les données réelles au niveau des approvisionnements gaziers, incluant évidemment les volumes d'interruption, pour les années 1991-92 à 1997-98. Selon ces tableaux, on peut constater que les interruptions de service réelles (après gaz d'hiver) pour les années 1992, 1993, 1994 et 1995 se sont élevées à 1,3 Bcf, 0,9 Bcf, 2,1 Bcf et 0,5

Bcf respectivement. Notons aussi que, pendant ces mêmes années, l'utilisation du gaz d'hiver a été relativement modeste allant de rien du tout (0 Bcf) en 1995 à 4,6 Bcf en 1994.

Les tableaux fournis à cette même pièce SCGM-5, doc. 3.1a) pour les années 1996, 1997 et 1998 fournissent un portrait fort différent. Pour ces trois (3) années, on peut constater que les interruptions nettes (après gaz d'hiver) ont été de l'ordre de 11,8 Bcf, 11,4 Bcf et 12,5 Bcf respectivement. L'utilisation du gaz d'hiver destiné à réduire les interruptions a également connu une augmentation significative, passant de 6,0 Bcf en 1996 et à 6,7 Bcf en 1997 et 6,7 Bcf en 1998.

De l'avis de l'ACIG, ces données démontrent clairement que les économies appréciables qui ont été réalisées par Gaz Métro au niveau de ses frais de transport et d'entreposage ont causé une détérioration de la qualité du service (au niveau des interruptions) ainsi qu'une augmentation des coûts assumés par la clientèle du tarif 5, notamment au niveau du gaz d'hiver (volet 2) et du service interruptible amélioré (volet 1b) dont la Régie devrait tenir compte dans l'évaluation des demandes de Gaz Métro à l'égard de cette clientèle en particulier.

Il ne faut pas perdre de vue en effet que les outils spéciaux que les clients interruptibles doivent contracter aux fins de réduire leurs interruptions comportent un coût beaucoup plus élevé que celui du tarif interruptible régulier sur lequel ils pouvaient davantage compter au cours des années antérieures à 1996. Pour se convaincre du différentiel de coût assumé par ces clients pour obtenir une qualité de service comparable à celle qu'ils avaient auparavant, il suffit de comparer les taux unitaires proposés pour le volet 1b) et le volet 2 par rapport aux taux unitaires proposés pour le tarif 5 régulier ou même pour le tarif 4.

En consultant la pièce SCGM-17, doc. 3, on peut constater que les taux unitaires proposés pour le volet 1b) (maximum de vingt (20) jours d'interruption) et pour le volet 2 (gaz d'hiver) s'élèvent à 8,190 ¢/m³ et 8,443 ¢/m³ respectivement. Ces taux sont nettement supérieurs aux taux moyens de l'ordre de 6,440 ¢/m³ et 5,311 ¢/m³ indiqués à la pièce SCMG-17, doc. 2, page 1 pour les tarifs 4 et 5 respectivement.

On nous répondra sans doute que, cette année, la mise à jour du dossier résultant de la détérioration de la position concurrentielle du gaz procurera un niveau moins élevé d'interruptions ainsi qu'un recours moindre aux outils spéciaux plus dispendieux comme le volet 1b) et le volet 2. Il n'en demeure pas moins, cependant, que malgré cette mise à jour, on prévoit que les interruptions nettes seront de l'ordre de 6,5 Bcf et que les clients interruptibles auront recours à 2.1 Bcf de volet 2 ainsi qu'à 2,2 Bcf de volet 1b) pour réduire leurs interruptions. Pour les précisions quantitatives au niveau du volet 1b) et du volet 2, voir le témoignage de Monsieur Forget du 29 octobre 1998, T.S., vol. 6, p. 52 & 53, tel que complété par la version révisée de la pièce SCGM-4, doc. 1, lignes 17 à 19.

b) La nouvelle procédure d'interruption :

L'ACIG croit opportun d'ajouter ici quelques mots au sujet de la nouvelle procédure d'interruption qui est proposée à l'item 4 de la section 18 du dossier consacrée aux nouveaux services offerts dans le cadre du présent dossier. On se souviendra en effet que la nouvelle politique d'interruption de Gaz Métro constitue un sujet sur lequel la Régie ne s'est pas prononcée dans le cadre de la Phase I du présent dossier.

Comme indiqué aux pages 28 et suivantes de la pièce SCGM-18, doc. 1, c'est essentiellement dans sa décision D-97-43 rendue le 26 novembre 1997 sur la plainte

formulée par l'ACIG dans le dossier R-3366-96 que la Régie a ordonné à Gaz Métro de lui soumettre «... *une proposition sur les critères et les procédures d'interruption ainsi que celle du retour en service qui pourrait être débattue lors de la tarification des services éclatés ou lors de la prochaine cause tarifaire. La proposition retenue par la Régie serait par la suite intégrée au tarif.*»

Dans cette même décision, la Régie demandait aussi à Gaz Métro de (à la page 27) :

«Établir un mécanisme efficace qui permettrait d'offrir prioritairement aux clients interruptibles les excédents de capacité disponibles. Cette offre devrait évidemment se faire aux conditions du marché afin de ne pas priver l'ensemble des usagers de revenus que pourraient générer de telles transactions.»

On se souviendra que la plainte qui avait été formulée par l'ACIG dans le dossier R-3366-96 reprochait essentiellement à Gaz Métro d'interrompre le service aux clients interruptibles dans la franchise en raison de ou aux fins de transactions de cessions de capacité ou de ventes de gaz à l'extérieur de la franchise.

Cela étant dit, dans la pièce SCGM-18, doc. 1.5, page 4 produite en réponse à l'une des questions écrites de l'ACIG, Gaz Métro a confirmé comme suit que sa nouvelle politique d'interruption devrait mettre fin aux genres de pratiques qui ont fait l'objet de la plainte déposée par l'ACIG dans le dossier R-3366-96 :

«Non, les clients à l'intérieur de la franchise ne seront pas interrompus en raison d'une transaction effectuée à l'extérieur de la franchise. Ceci est d'ailleurs conforme aux conclusions de la Régie dans sa décision D-97-43 en page 25 où elle «est d'avis que le distributeur, en tant que monopole d'un service public, doit d'abord et avant tout répondre aux besoins des clients de la franchise. Il ne peut en aucun temps procéder à des interruptions des clients de la franchise dans le seul but de saisir ces opportunités.»

Or, lorsque contre-interrogé à propos de cette pièce lors de l'audience du 29 octobre 1998, le directeur des approvisionnements gaziers de Gaz Métro, Monsieur Gérard Forget, a refusé de s'engager à clarifier le texte de la nouvelle politique d'interruption aux fins de préciser que les clients à l'intérieur de la franchise ne seront pas interrompus aux fins de ou en raison d'une transaction effectuée à l'extérieur de la franchise. Voir T.S., vol. 6, p. 79 et suivantes.

Bien que l'ACIG soit satisfaite et ait pris bonne note de la réponse produite comme pièce SCGM-18, doc. 1.5, p. 4, nous croyons qu'il serait opportun, afin d'éviter tout malentendu futur, de confirmer expressément celle-ci dans la politique d'interruption qui, doit-on le rappeler, fait désormais partie du règlement tarifaire. De cette façon, la situation serait claire pour tout le monde, les clients seraient rassurés et pourraient invoquer l'article 53 de la Loi advenant toute violation de cette politique par Gaz Métro :

«Hydro-Québec ou un distributeur de gaz naturel ne peut convenir avec un consommateur ou exiger de celui-ci un tarif ou des conditions autres que ceux fixés par la Régie ou par le gouvernement.»

En conséquence de ce qui précède, l'ACIG propose d'ajouter le paragraphe suivant à l'article 2 de la nouvelle politique d'interruption 1998-99 relatant les circonstances d'interruption :

«Les clients en service interruptible ne seront pas interrompus pour les fins de ou en raison d'une transaction de cession de capacité de transport ou de vente de gaz effectuée à l'extérieur de la franchise sauf avec leur accord préalable ou dans le cadre d'une politique ou programme dûment approuvé par la Régie de l'énergie.»

Dans la mesure où telles sont bien les intentions de Gaz Métro, nous sommes confiants que Gaz Métro ne s'objectera pas à ainsi codifier ses intentions quant aux

interruptions qui pourraient être causées aux fins ou en raison d'une transaction effectuée à l'extérieur de la franchise.

c) **Projet de développement du réseau de transport :**

Aux pages 12 à 15 de son témoignage écrit produit comme pièce SCGM-5, doc. 1, Monsieur Gérard Forget fait état de la stratégie qu'entend suivre SCGM aux fins d'optimiser son portefeuille d'approvisionnements de façon à tirer avantage des nouvelles opportunités qui vont se développer sur le marché en raison des nombreux projets de gazoduc qui sont actuellement en développement ou en construction partout en Amérique du Nord.

L'ACIG appuie cette initiative et considère que celle-ci devrait, en toute logique, créer de nouvelles opportunités permettant à Gaz Métro d'offrir non seulement des prix plus intéressants à ses clients mais davantage de flexibilité au niveau de la gestion de leurs approvisionnements gaziers (marchandise, transport et entreposage). L'ACIG a pris bonne note des propos suivants contenus dans le témoignage écrit de Monsieur Forget et considère que la Régie devrait en tenir compte au niveau de l'évaluation du risque d'affaires relié aux approvisionnements (à la page 13) :

« Cette mutation importante de l'industrie du gaz offre une opportunité remarquable à SCGM de revoir son positionnement stratégique en matière d'approvisionnement gazier et ainsi poursuivre les efforts déjà entrepris d'offrir à ses clients les meilleurs services au plus bas coût possible. »

SCGM a toujours dû faire face au fait qu'elle est située au bout du système du gazoduc canadien. L'intégration de l'industrie gazière nord-américaine pourrait permettre à SCGM et ses clients d'atténuer l'impact, la vulnérabilité qui découle d'être située à l'extrême limite du système canadien. Une diversification géographique du portefeuille est cependant nécessaire afin que SCGM et ses clients puissent bénéficier de cette sécurité accrue. »

L'ACIG considère également que la Régie devrait tenir compte de la flexibilité accrue qui découlera de cette diversification du portefeuille d'approvisionnement lorsque viendra le temps d'approuver les conditions et modalités des services éclatés à être offerts par Gaz Métro dans le cadre du dossier tarifaire de l'année prochaine.

Enfin, pour ce qui est du budget de 400 000 \$ qui est prévu cette année pour les études et autres dépenses associées au repositionnement stratégique du portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro, l'ACIG a pris bonne note du fait que cette dépense devrait, en principe, être non récurrente à moins qu'il y ait un besoin pour d'autres ressources l'année prochaine. Voir les réponses de Madame Perron lors de l'audience du 30 octobre, T.S., vol. 7, page 165.

L'ACIG croit toutefois que la Régie devrait considérer une contribution possible de la part de certaines filiales et compagnies associées à Gaz Métro si jamais de nouvelles ressources financières sont demandées l'année prochaine pour le même motif. L'ACIG pense notamment aux sociétés Gazoduc TQM et Gaz Métro Portland Corporation qui sont directement intéressées par certains des projets indiqués à la carte produite comme pièce SCGM-5, doc. 1.10. Ainsi, dans la mesure où les représentations à être effectuées auprès de l'ONE ou devant d'autres organismes réglementaires devaient profiter directement à certaines compagnies associées à Gaz Métro, ces dernières devraient, en toute logique, être appelées à contribuer aux dépenses encourues à ce chapitre. Sur ce point, l'ACIG réfère la Régie aux pièces SCGM-1, doc. 1.9.c) et 1.9.d) qui ont été produites en réponse à ses questions sur ce point en particulier.

d) L'exactitude des prévisions de Gaz Métro au niveau du coût de la marchandise:

On se souviendra que plusieurs des questions formulées par le procureur soussigné en cours d'audience ont porté sur l'exactitude des projections de Gaz Métro au niveau du coût de la marchandise gaz pour l'année-témoin.

Comme on le sait, ces questions ont, dans une large mesure, été motivées par la préoccupation de l'ACIG quant au préjudice que prétendent avoir subis plusieurs de ses membres en raison de la projection de prix de 2,22 \$/GJ qui était indiquée dans la documentation envoyée à la clientèle au mois de mai 1998 pour le service de gaz de compression. Bien que cette question ait été évacuée du dossier en raison de l'objection à la preuve soulevée par Gaz Métro, il n'en demeure pas moins que l'ACIG, d'une manière plus globale, est toujours préoccupée par l'exactitude des prévisions annoncées par Gaz Métro au niveau du coût de la marchandise gaz à la frontière de l'Alberta pour l'année-témoin projetée.

i) Impact de cette prévision sur les demandes tarifaires :

D'abord, et comme on l'a bien vu avec la mise à jour du dossier, c'est essentiellement l'inexactitude de la prévision originale de 2,10 \$/GJ qui, lorsque révisée à 2,65 \$/GJ, a forcé Gaz Métro à réviser à la baisse ses projections de retrait de gaz naturel pour l'année 1998-99. Voir la pièce SCGM-1, doc. 2, particulièrement aux pages 10 à 12.

Comme indiqué à la pièce SCGM-2, doc. 1.12, page 6, cette réduction des volumes a causé une réduction de la marge brute de l'ordre de 5,8 millions \$ qui, bien que compensée par certains autres postes de revenus (notamment par des volumes supplémentaires au tarif 5, volet 2 et volet 1b) ainsi que par l'optimisation des outils

d'approvisionnement), entraîne néanmoins un **déficit net de l'ordre de 2,9 millions \$** au niveau des opérations courantes.

Si on consulte les projections globales révisées indiquées à la pièce SCGM-2, doc. 2, page 2, on voit bien que cette **hausse de 2,9 millions \$** au niveau des opérations courantes aurait entraîné une augmentation correspondante des revenus additionnels requis initialement budgetés à **12,028 millions \$** n'eut été de l'impact des facteurs suivants :

- Retrait de la proposition pour l'encadrement réglementaire : **(1,939 millions \$)**
- Réduction du taux de rendement demandé : **(1,558 millions \$)**
- Impact des décisions d'autorités compétentes
(réduction des coûts de transport et d'entreposage) : **(2,241 millions \$)**
- Amortissement du compte de nivellement du gaz
de compression : **(1,250 millions \$)**

RÉDUCTION TOTALE : (6,988 millions \$)

Somme toute, on voit bien que l'**exactitude de la projection du prix de la marchandise a un impact direct sur les projections de volumes de ventes** qui se répercute directement sur les **demandes tarifaires de Gaz Métro** : si les volumes budgetés sont trop bas, les tarifs proposés seront plus élevés par rapport à ce qu'ils auraient dû être selon une projection plus exacte; si les volumes projetés sont trop élevés, les tarifs proposés ne seront pas suffisants et le distributeur risque d'encourir un manque à gagner.

Il est donc d'une grande importance tant pour les clients de Gaz Métro que pour ses actionnaires que la prévision du coût du gaz pour l'année-témoin soit tout aussi juste que possible.

ii) **La nécessité d'envoyer le bon signal de prix sur le marché :**

En second lieu, l'ACIG soutient que la projection de prix contenue au dossier tarifaire doit envoyer le bon signal de marché quant au prix qui sera offert pour le gaz du distributeur (gaz de réseau) par rapport aux autres options disponibles sur le marché libre. En effet, depuis la déréglementation de la marchandise, il ne faut pas perdre de vue que les clients ont l'option de s'approvisionner soit directement auprès du distributeur via son gaz de réseau, soit auprès de producteurs, courtiers ou autres revendeurs du marché libre, en achat direct, via des mécanismes comme l'achat/revente et le service de livraison. Comme on peut le concevoir, il est impératif que le prix affiché par le distributeur pour son gaz de réseau soit tout aussi exact que possible puisqu'il influe directement sur les choix effectués par les consommateurs au niveau de leur source d'approvisionnement. Ceci est d'autant plus vrai dans le cas de Gaz Métro puisque le prix affiché pour le tarif de fourniture en gaz de réseau constitue également le prix de référence pour les transactions d'achat/revente.

Cela étant dit, nous joignons sous pli, comme **Annexe A**, un exemplaire de la décision **D-95-44** rendue par la Régie en date du 1^{er} juin 1995 (après de longues et complexes audiences) à l'effet d'approuver un mécanisme de détermination et d'ajustement du tarif de fourniture en gaz de réseau. Comme les membres du banc pourront le constater à même la lecture de cette importante décision, les parties en présence étaient unanimes quant à la nécessité de trouver un mécanisme à la fois neutre, objectif et simple d'application qui permettrait de refléter le coût réel d'acquisition de la marchandise pour Gaz Métro tout en envoyant le bon signal de prix sur le marché. L'ACIG attire particulièrement l'attention de la Régie au passage suivant de la décision quant au principe sous-jacent à l'équivalence entre le prix de référence et le tarif de fourniture en gaz de réseau (aux pages 227-228) :

«Selon la Régie, la preuve a démontré clairement qu'en général ce n'est pas sur un prix physique d'un mois qu'un client décide de s'approvisionner au gaz de réseau ou au marché direct, mais bien sur le prix projeté ou fixe que l'on lui offre sur une période d'un an.

Par ailleurs, la Régie partage l'opinion de la requérante et des autres intervenantes à l'effet que le prix de référence n'est rien de plus qu'une fiction juridique permettant la saine gestion du système d'achat-revente.

De plus, la Régie est d'avis que c'est plutôt sur la base de l'écart entre le tarif de fourniture affiché par le distributeur et le prix que lui offre un fournisseur ou un courtier que le client arrêtera sa décision de choisir entre la gaz de réseau ou l'achat direct.

À cet égard, M. Wayne A Smith, le propre témoin de WGML, a admis en réponse à M^e Sarault, qu'effectivement les grands clients industriels faisaient leur choix sur cette base.

D'ailleurs, même le procureur de WGML, à la page 9 de sa plaidoirie, réfère aux tarifs de SCGM et non au prix de référence, pour rappeler les problèmes de déplacements des volumes survenus en 1992 et 1993.

Bien que la Régie reconnaisse que certains courtiers peuvent solliciter les clients du gaz de réseau en leur offrant un contrat basé sur le partage de l'écart entre le prix de référence et le prix qu'ils peuvent leur offrir, le prix de référence étant le même que le tarif affiché, le choix du client se fait en définitive en tenant compte des épargnes qu'il ferait sur les prix qu'il paie pour du gaz de réseau.

D'autre part, la Régie partage l'opinion du procureur de NCL à l'effet que la logique d'un prix de référence égal au tarif de fourniture, préserve la neutralité du distributeur entre l'achat-revente et le gaz de réseau et qu'il n'y a aucune raison de distinguer entre les prix du gaz fournis à SCGM par le mécanisme de l'achat-revente et ceux qu'elle paie pour son gaz de réseau.

En conséquence, les raisons énumérées ci-dessus justifient le maintien de l'équivalence entre le prix de référence et le tarif de fourniture.»

Cela étant dit, la Régie remarquera que le système qui a été approuvé dans cette décision aux fins d'assurer l'exactitude des projections de prix qu'on offre à la clientèle sur une période d'un (1) an repose sur des soumissions indépendantes qui

sont adressées à Gaz Métro à tous les mois par des institutions financières. En ayant ainsi recours à des institutions financières indépendantes, nous sommes tous certains que la projection des prix du marché contenue dans le tarif de fourniture et le prix de référence repose sur des évaluations neutres et objectives effectuées par les analystes des institutions financières concernées.

Pour des exemples du fonctionnement pratique de ce système qui est utilisé depuis plusieurs années à la satisfaction de tous les intéressés, l'ACIG réfère la Régie à la pièce ACIG-42, doc. 1 à 7 procurant les prévisions mensuelles adressées par Gaz Métro à la Régie pour la période d'avril à octobre 1998. Pour la discussion de ce mécanisme prévisionnel, voir le contre-interrogatoire des témoins Johanne Paquin, Carole Perron et Gérard Forget lors de l'audience du 29 octobre 1998, T.S., vol. 6, pages 85 et suivantes.

Il s'agit là rigoureusement du même mécanisme prévisionnel que celui qui est maintenant proposé pour la détermination et l'ajustement périodique du gaz de compression que le témoin Normand Stevenson a décrit comme suit lors de sa présentation à la Régie le 30 octobre 1998 (T.S., vol. 7, p. 86-87) :

«Donc, en conclusion, d'après nous cette procédure devrait être acceptée par la Régie pour les raisons mentionnées ici. Premièrement, c'est un mécanisme déjà reconnu pour le gaz de réseau; cette procédure ou ce mécanisme est facile à mettre en application.

Un élément important, c'est que c'est basé sur des projections objectives provenant de sources reconnues dans le marché, donc, quand on fait appel aux institutions financières qui transigent des dérivatifs financiers sur une base quotidienne, eux sont au courant des prix qui se transigent dans le marché et, naturellement, cette procédure permet de refléter la réalité des prix sur le marché.

Ceci termine ma présentation.»

Cela étant dit, on retiendra du témoignage de Madame Johanne Paquin que sa projection initiale de 2,10 \$/GJ pour le coût de la marchandise pour l'année-témoin était fondée non pas sur «... *des projections objectives provenant de sources reconnues dans le marché*» mais bien plutôt sur son évaluation personnelle de ce qu'elle a qualifié de «... *données fondamentales*» du marché pour l'année-témoin projetée. Voir entre autres son interrogatoire en chef par Me Allard lors de l'audience du 22 octobre 1998, T.S., vol. 2, p. 190 et suivantes.

Comme nous l'avons vu lors des audiences, c'est cette projection interne basée sur les données fondamentales plutôt qu'une «*projection objective provenant de sources reconnues dans le marché*» qui a été utilisée pour établir les revenus projetés pour la composante marchandise dans le dossier tarifaire. Voir le témoignage de Madame Paquin à l'audience du 23 octobre 1998, T.S., vol. 3, p. 48 et 49.

Or, comme on sait que, dans la réalité, autant le tarif de fourniture que le prix de référence seront facturés aux clients sur la base du mécanisme neutre et objectif approuvé dans la décision D-95-44, l'ACIG comprend mal pourquoi on utilise une méthode prévisionnelle différente lorsque vient le temps de préparer la cause tarifaire. Cette contradiction est ressortie du contre-interrogatoire de Madame Paquin à l'occasion de l'audience du 23 octobre 1998, T.S., vol. 3, p. 50.

Mais il y a plus. Sans remettre en question la compétence des individus concernés chez Gaz Métro, l'ACIG considère que tout exercice prévisionnel de cette nature comporte une dose de jugement personnel qui peut hélas parfois comporter des erreurs. Ceci est particulièrement vrai cette année en raison de l'apparente volatilité des marchés. Il est d'ailleurs éloquent de constater que, pour les fins de sa prévision révisée de 2,65 \$/GJ, la Société a préféré s'en remettre aux prévisions du marché plutôt qu'aux données fondamentales. Voir les réponses de Madame Paquin lors de l'audience du 23 octobre 1998, T.S., vol. 3, aux pages 51 et suivantes.

Compte tenu de la grande importance de l'exactitude de cette projection, l'ACIG soumet que Gaz Métro pourrait fort bien délaissier ses prévisions aléatoires basées sur les «*données fondamentales*» pour s'en remettre plutôt à des «*projections objectives provenant de sources reconnues dans le marché*», pour employer le langage de Monsieur Stevenson.

En procédant de cette façon, Gaz Métro opérerait non seulement pour un système objectif et à l'abri de tout reproche mais fournirait des projections tout à fait compatibles avec la mécanique déjà approuvée par la Régie pour les fins de la détermination et de l'ajustement du tarif de fourniture et du prix de référence. Ainsi, de façon à éviter la répétition de situations fâcheuses comme celle qui a été vécue cette année pour la projection du prix du gaz de compression, l'ACIG soumet que la projection du prix de la marchandise contenue au dossier tarifaire devrait être établie à partir de projections objectives émanant de trois (3) institutions financières selon une mécanique identique à celle qui a été établie dans la décision D-95-44.

Notons enfin que cette façon de procéder pour les hypothèses énergétiques s'apparenterait à celle qui est déjà suivie pour la projection des taux d'intérêt à long terme sous-jacente à la détermination du taux de rendement. On verra en effet que Gaz Métro, l'ACIG et la Régie (à l'instar de plusieurs autres juridictions au Canada) s'en remettent depuis plusieurs années à la projection objective publiée dans le Consensus Forecast pour la détermination du taux d'intérêt à long terme sous-jacent au calcul du taux de rendement. Pourquoi ne pas faire de même pour la projection du prix de la marchandise?

e) Le nouveau mécanisme d'ajustement du prix du gaz de compression :

Compte tenu que les arrangements conclus par Gaz Métro au niveau de ses approvisionnements en gaz de compression sont habituellement décrits dans la section

du dossier consacrée au coût du gaz et aux approvisionnements gaziers, l'ACIG croit utile d'ajouter ici quelques mots pour confirmer sa position à l'égard de la proposition déposée à la pièce SCGM-18, doc. 7 quant au nouveau mécanisme d'ajustement du prix du gaz de compression.

Pour les motifs énoncés dans le témoignage écrit de Monsieur Pierre Darche déposé comme pièce ACIG-41, doc. 1, tel que complété par son témoignage à l'audience du 10 novembre 1998 (T.S., vol. 10, p. 223 et suivantes), l'ACIG est tout à fait favorable à l'instauration du mécanisme d'ajustement du prix du gaz de compression proposé par Gaz Métro dans la pièce SCGM-18, doc. 7.

Plus particulièrement, l'ACIG considère que l'indication d'un tarif distinct pour le gaz de compression est de beaucoup supérieure au système de crédit qui avait été proposé auparavant et correspond beaucoup mieux à la lettre et à l'esprit de l'instauration de véritables services éclatés.

De plus, l'instauration d'un mécanisme d'ajustement du tarif pour refléter les fluctuations dans le coût réel d'acquisition de cette marchandise par Gaz Métro est souhaitable en ce qu'il est nécessaire que le service offert par Gaz Métro en concurrence avec les autres fournisseurs de gaz envoie le bon signal de prix par rapport à ce qui est disponible ailleurs sur le marché.

Enfin, et pour les motifs relatés par Monsieur Darche à l'audience, nous n'avons pas de problème avec la mécanique proposée au niveau de l'ajustement des inventaires.

L'ACIG est toutefois fort désappointée par la décision rendue par la Régie séance tenante à l'effet d'exclure du dossier la preuve relative au préjudice subi par les clients en raison des circonstances particulières dans lesquelles ce nouveau

mécanisme a été mis de l'avant par Gaz Métro. Bien que la Régie ait réservé nos droits de présenter une plainte si jamais nous le jugeons opportun (voir T.S., vol. 10, p. 220), l'ACIG est très préoccupée par le précédent que cette décision peut comporter pour l'avenir. En effet, nous osons espérer qu'il ne sera pas nécessaire de déposer une plainte formelle ou encore d'intenter une action en dommages à chaque fois que l'ACIG proposera que ce soit l'actionnaire de Gaz Métro plutôt que la clientèle qui supporte les conséquences financières de certaines actions jugées imprudentes.

Comme indiqué aux pages 221 et 222 de la transcription sténographique, l'ACIG apprécierait que la Régie, dans sa décision sur le mérite du dossier, nous fasse part de la portée que l'on doit donner à cette décision dans le contexte des suggestions qui sont souvent formulées, dans le cadre des causes tarifaires ou de fermeture de livres, à l'effet de faire supporter à l'actionnaire les conséquences financières de certaines actions jugées imprudentes ou préjudiciables à la clientèle.

B. LE CONTRÔLE DES DÉPENSES :

Comme indiqué ci-dessus, nous analyserons la question du contrôle des dépenses sous essentiellement deux (2) angles, soit, premièrement, celui des dépenses d'exploitation et, deuxièmement, celui des dépenses d'immobilisation.

1. Dépenses d'exploitation :

Philosophiquement, l'ACIG n'est pas favorable à un système selon lequel les dépenses d'exploitation du distributeur feraient l'objet d'un contrôle serré de la part de la Régie au niveau de chacun des postes de revenus et dépenses. À notre avis, une telle façon de procéder dépouillerait l'entreprise de toute flexibilité au niveau de la gestion de ses affaires sans par ailleurs garantir qu'elle serait plus performante ou plus productive.

De l'avis de l'ACIG, c'est plutôt l'habileté du distributeur à fournir une qualité de service raisonnable à l'intérieur d'une enveloppe budgétaire donnée qui constitue la meilleure garantie de contrôle des dépenses d'exploitation. La preuve la plus éloquente de ce fait réside probablement dans les résultats du programme draconien de restructuration qui a été mis en place à l'automne 1995 en vertu duquel les dépenses d'exploitation de l'entreprise ont été coupées de quelques 12 millions \$ par rapport au budget qui avait été autorisé dans la décision tarifaire **D-95-54**. Ceci ressort clairement des données réelles de dépenses d'exploitation rapportées pour l'année 1996 à la pièce SCGM-7, doc. 1.1a) par rapport à ce qui était budgété pour la même année.

Pourtant, selon les analyses du coût de service de Gaz Métro effectuées par l'ACIG dans le cadre des causes tarifaires antérieures à 1996, on aurait cru que les dépenses d'exploitation du distributeur avaient atteint un niveau optimal et qu'il était très difficile, voire même impossible, de couper davantage sans mettre en péril la qualité du service à la clientèle ou la sécurité du réseau. D'ailleurs, si on lit la décision **D-95-54** au chapitre des revenus requis (au bas de la page 31), on peut constater que la Régie elle-même avait émis l'opinion qu'il n'y avait pas une grande marge de manoeuvre pour des économies supplémentaires au niveau des dépenses d'exploitation.

Ce n'est donc pas sans un certain étonnement que nous avons appris que, peu après la clôture de cette cause tarifaire à l'automne 1995, Gaz Métro avait décrété cette rationalisation importante comportant l'abolition de plus de deux cents (200) postes et le licenciement de quelque cent cinquante (150) employés.

Or, si l'on se fie aux résultats rapportés au dossier de fermeture de livres pour cette même année-témoin, Gaz Métro est parvenue à rencontrer les quatre (4) indices de performance requis pour obtenir une quote-part des surplus de quelques

800 000 \$ qui ont été réalisés en fin d'année. Voir la décision **D-97-24** du 10 juillet 1997. Il s'ensuit donc que, contre toute attente de la part des principaux intéressés, Gaz Métro a été en mesure de s'infliger une coupure de plus de 10% au niveau de ses dépenses d'exploitation tout en procurant un niveau de service comparable selon ses propres barèmes.

L'ACIG retient de cette expérience qu'il est très difficile, voire même impossible, de tenter de contrôler, de l'extérieur, le niveau des dépenses d'exploitation du distributeur et qu'il vaut mieux lui imposer des limites budgétaires accompagnées d'indices de performance objectifs et vérifiables. Compte tenu que le débat sur les mesures incitatives a été reporté à une **Phase III** du présent dossier, l'ACIG s'abstient de formuler des commentaires particuliers à ce chapitre dans le cadre de la présente argumentation.

L'ACIG croit également que la progression des dépenses d'exploitation par rapport aux revenus de l'entreprise, sur un horizon à moyen et long terme, constitue un autre indice valable à considérer aux fins de l'appréciation du caractère raisonnable du budget proposé. Or, sur ce point en particulier, l'ACIG est désappointée de constater que, dans un contexte où l'inflation est à un niveau très bas depuis plusieurs années, les dépenses d'exploitation de Gaz Métro ont recommencé à progresser à un rythme accéléré avec le résultat que nous nous retrouverons bientôt au niveau qui prévalait avant le programme de restructuration décrété à l'automne 1995. Pour s'en convaincre, il suffit de comparer le budget de **104,4 millions \$** qui est proposé dans le cadre du présent dossier avec les chiffres indiqués au tableau produit comme pièce SCMG-7, doc. 1.1a) montrant l'évolution des dépenses d'exploitation budgétisées (par unité de volume de vente) par rapport aux dépenses d'exploitation réelles pour chacune des années 1990 jusqu'à aujourd'hui.

On retiendra de ce tableau que le premier budget qui a été approuvé par la Régie postérieurement au programme de restructuration est celui de **95,282 millions \$** approuvé pour l'année-témoin 1996-97. Il s'ensuit donc qu'en approuvant un budget de l'ordre de **104,4 millions \$** pour l'année-témoin 1998-99, la Régie autoriserait implicitement une augmentation de l'ordre de **9,2 millions \$** ou, si vous préférez, **9,7% en seulement deux (2) ans**, ce qui dépasse largement le rythme de l'inflation. Nous laisserons donc à la Régie le soin de décider si ce budget proposé de **104,4 millions\$** constitue une enveloppe budgétaire raisonnable par rapport à ce que l'entreprise a elle-même été en mesure de démontrer au cours des dernières années...

2. Dépenses d'immobilisation :

De l'avis de l'ACIG, tous les efforts de contrôle de ses dépenses d'exploitation que Gaz Métro a bien pu déployer au cours des récentes années, bien que louables, ne constituent hélas qu'un coup d'épée dans l'eau lorsque l'on considère l'ampleur de ses dépenses d'immobilisation et celles occasionnées par le coût en capital.

De tous les facteurs pouvant expliquer le niveau élevé des tarifs de Gaz Métro par rapport à ceux de Consumers Gas en Ontario (ou même de Gazifère dans l'Outaouais), la taille démesurée de sa base de tarification par rapport à ses revenus de ventes constitue sans doute le plus important de tous.

Il faut comprendre que, contrairement aux dépenses d'exploitation dont la réduction a un impact direct sur la profitabilité de l'entreprise pour une année donnée, les dépenses d'immobilisation, quant à elles, procurent un rendement automatique au distributeur peu importe leur justification ou profitabilité. En retenant comme exemple hypothétique un rendement de 10% sur la base de tarification, on peut affirmer que, pour chaque dollar supplémentaire investi dans la base de tarification, le distributeur

réalise un rendement de 10¢ et ce, peu importe que ce dollar additionnel soit rentable ou non.

Bien que l'ACIG ne remette pas en question les bonnes intentions de Gaz Métro au niveau de la préparation de ses budgets de dépenses d'immobilisation, il faut convenir que ce système de type «*cost plus*» n'est certes pas de nature à encourager le distributeur à se dépasser. Voilà donc un autre sujet qui devra nécessairement être abordé au cours des discussions à être tenues dans le cadre de la Phase III du présent dossier à être consacrée aux mesures incitatives.

Cela étant dit, la progression constante de la base de tarification de Gaz Métro a été une source de préoccupation constante non seulement pour l'ACIG mais également pour la Régie et ce, depuis plusieurs années. Pour s'en convaincre, l'ACIG croit opportun de référer la Régie à certains passages pertinents des décisions tarifaires antérieures :

1° Décision D-94-65 rendue pour l'année-témoin 1994-95 (à la page 58) :

«La Régie croit, néanmoins, que pour les prochaines années, le distributeur devra limiter les additions à la base de tarification en réduisant au minimum, dans le respect des standards en matière de sécurité et de maintien des actifs existants, les sommes consacrées à des programmes qui n'ont pas pour effet l'addition de clients.

De plus, le distributeur devra également viser à limiter les additions à la base de tarification au montant de l'amortissement annuel, à moins que des ventes supplémentaires puissent générer des revenus suffisants, ou que des mesures spécifiques ne soient prises pour éviter, même au cours des premières années, toute hausse de tarif à la clientèle.

La Régie est d'avis que cette façon de procéder, permettra de limiter la croissance de la base de tarification et réduira ainsi le coût de service à la clientèle.»

2° Décision D-95-54 pour l'année-témoin 1995-96 (aux pages 33 et 34) :

«Néanmoins, le distributeur doit comprendre que l'esprit de la décision était à l'effet d'éviter toute augmentation de la base moyenne mensuelle de tarification. Or, malgré une baisse du compte de frais reportés, des comptes de stabilisations et du fonds de roulement, il n'en demeure pas moins que la base de tarification moyenne mensuelle passera de 1 324 738 \$ à 1 326 367 \$ en 1996.

Or, compte tenu que malgré des ventes record et une gestion serrée des dépenses d'exploitation l'on doit procéder à une augmentation des tarifs, la Régie avise le distributeur que lors de la présentation de son budget dans la cause tarifaire 1996-1997, les dépenses totales des immobilisations projetées ne devront pas excéder le montant de l'amortissement, sous réserve de toute proposition particulière à cette époque.

D'ailleurs, le distributeur ayant pratiquement complété ses grands projets d'extensions de réseau, une réduction de la base de tarification devrait survenir pour l'année budgétaire 1996-1997.»

3° Décision D-96-31 pour l'année-témoin 1996-1997 (à la page 58) :

«L'analyse de la preuve soumise dans le présent dossier démontre que les dépenses projetées des immobilisations seront de 46 233 000 \$ alors que le montant d'amortissement prévu sera de 49 970 000 \$.

De plus, les additions aux fins d'immobilisation incluent un montant de 18 644 000 \$ pour l'obtention de ventes additionnelles qui généreront des revenus suffisants pour éviter toute hausse de tarif reliée à ces additions.

Les demandes de SCGM aux fins des dépenses d'immobilisation respectent donc l'esprit et la lettre des deux décisions mentionnées ci-haut.»

Malgré les soucis formulés par la Régie à l'égard de la croissance de la base de tarification, on peut constater que celle-ci n'a cessé d'augmenter entre 1990 et le budget qu'on nous présente aujourd'hui. Ainsi, si la Régie accepte le niveau de **1,410,7 millions \$** proposé dans la pièce SCGM-12, doc. 3, p. 2, ligne 87, par rapport au niveau de **1,108,7 millions \$** qui existait en 1990, cela voudra dire que, sur cette période de dix (10) ans, l'accroissement de la valeur de la base aura été de **302 millions \$** représentant une augmentation de l'ordre de **27,2%**.

Ces chiffres ne seraient pas inquiétants si les revenus de ventes avaient progressé à un rythme supérieur ou au moins équivalent à celui de la base de tarification. Mais tel n'est hélas pas le cas. En effet, si on retient la prévision révisée de **218,8 Bcf** proposée dans la mise à jour pour les volumes de ventes (voir SCGM-2, doc. 5.1), le budget de 1999 ne représente qu'un accroissement de **30,2 Bcf** par rapport aux volumes de ventes de **188,6 Bcf** qui prévalaient en 1990, soit une augmentation de seulement **16%**. C'est donc à dire que les volumes de ventes ont progressé presque deux (2) fois moins rapidement que la taille de la base de tarification.

Notons par ailleurs que, selon la page 2 du témoignage de Madame Perron produit comme pièce SCGM-12, doc. 1, la base de tarification prévue en 1999 comporte une augmentation des immobilisations de l'ordre de **6,4 millions \$** représentant le montant total des nouveaux investissements moins la dépense d'amortissement. Bien qu'on nous dira certainement que tous les nouveaux projets sont rentables et bénéfiques pour la clientèle, il n'en demeure pas moins que ce budget semble déroger au principe décrété dans les décisions mentionnées ci-dessus à l'effet que les dépenses totales des immobilisations projetées ne devraient pas

excéder le montant de l'amortissement, sous réserve de toute proposition particulière à être approuvée sur une base individuelle. Notons enfin que le budget de cette année comporte une hausse importante des frais reportés, notamment au niveau du développement informatique et des programmes commerciaux.

Est-il nécessaire de rappeler ici que le test prévu au premier (1^{er}) alinéa de l'article 49 de la Loi à l'effet d'établir «... *la base de tarification d'un distributeur en tenant compte, notamment, de la juste valeur des actifs qu'elle estime prudemment acquis et utiles pour l'exploitation d'un réseau de distribution ...*» fait partie du processus annuel de fixation des tarifs et que, par conséquent, le fait qu'un actif ait été prudemment acquis il y a dix (10) ans ne signifie pas qu'il soit toujours utile ou utilisable en date d'aujourd'hui. De l'avis de l'ACIG, il n'existe aucune contrainte juridique empêchant la Régie de refuser, en tout ou en partie, certains investissements passés ou présents qu'elle considère inutiles ou inutilisables.

L'ACIG soumet que la Régie devrait réitérer les principes énoncés dans les décisions tarifaires mentionnées ci-dessus et limiter le budget des nouvelles immobilisations au niveau de la dépense d'amortissement, à moins bien sûr que Gaz Métro ne soit en mesure de démontrer la rentabilité de nouveaux projets en particulier, sur une base individuelle. Rappelons enfin que l'article 73 de la Loi prévoit que tout nouveau projet d'investissement doit faire l'objet d'une autorisation préalable de la part de la Régie.

C. LE COÛT EN CAPITAL (TAUX DE RENDEMENT) :

1. Introduction :

La décision à être rendue par la Régie quant au taux de rendement juste et raisonnable qui devrait être accordé à Gaz Métro cette année est d'une grande

importance lorsque l'on considère que ce taux de rendement pourrait manquer le point de départ d'un mécanisme d'ajustement automatique semblable à celui qui a déjà été approuvé par l'ONE en 1994 ainsi que par plusieurs autres organismes de réglementation au Canada.

D'entrée de jeu, il faut reconnaître que la Régie n'a jamais caché sa préoccupation par les frais élevés pour les usagers qu'occasionne l'analyse annuelle des données financières et économiques reliées à la détermination du taux de rendement selon les rapports préparés par les experts entendus de part et d'autres. Dans la foulée de la décision RH-2-94 rendue par l'Office National de l'Énergie au mois de mars 1995 au terme d'audiences génériques tenues sur la question du coût en capital de toutes les sociétés pipelinières canadiennes, il a commencé à être question de considérer des mécanismes semblables à celui adopté par l'ONE pour la fixation du taux de rendement d'entreprises de distribution comme Gaz Métro.

Il importe de souligner que l'ACIG a participé activement aux audiences qui ont mené à cette décision de l'ONE et qu'elle a appuyé la mise sur pied d'un mécanisme simplifié de fixation du taux de rendement.

L'ACIG n'a donc aucune réserve à appuyer le principe de la mise sur pied d'un mécanisme d'ajustement automatique, sous réserve seulement des modalités alternatives proposées par son expert, le Dr. William Waters, quant au mode de fonctionnement de ce mécanisme, notamment pour ce qui a trait à l'ajustement de la prime de risque en fonction de l'évolution des taux d'intérêt et aux circonstances de marché dans lesquelles on devrait mettre le mécanisme de côté et tenir de nouvelles audiences sur la question.

Les commentaires ci-après seront donc essentiellement dirigés à l'endroit du sujet qui nous paraît le plus important, soit celui du niveau de la prime de risque qui devrait constituer le point de départ du mécanisme d'ajustement automatique.

Nous glisserons ensuite quelques mots au sujet des modalités alternatives suggérées par notre expert quant au fonctionnement du mécanisme d'ajustement.

Enfin, et tel que demandé par la Régie, nous ferons part à la Régie de nos commentaires et suggestions quant au processus qui devrait être suivi pour la Phase III du dossier qui sera consacré au mécanisme de rendement incitatif dont le retrait a été autorisé par la Régie peu après l'ouverture des audiences.

2. Le taux de rendement juste et raisonnable à être utilisé comme point de départ:

a) Les grands principes applicables :

D'entrée de jeu, il ne faut pas perdre de vue que tout ce processus de détermination du coût en capital et du taux de rendement auquel nous nous livrons année après année est une pure fiction théorique ayant pour seul objectif de produire le même résultat économique que celui auquel on parviendrait si l'entreprise de Gaz Métro était régie par les libres forces du marché.

C'est essentiellement parce que l'entreprise de distribution de Gaz Métro est un monopole et qu'il n'y a aucun concurrent pour venir mettre un frein aux tarifs qu'elle peut charger et, partant, au rendement que ses actionnaires peuvent réaliser sur leur investissement qu'il est nécessaire, année après année, de se pencher sur ce qu'il serait juste et raisonnable dans les circonstances. L'exercice consiste donc à reproduire artificiellement ce juste équilibre qui existe normalement entre les intérêts respectifs des actionnaires et des usagers en vertu des lois du libre marché.

Bien qu'il existe plusieurs méthodes pour déterminer le taux de rendement juste et raisonnable auquel devrait avoir droit une entreprise réglementée, les experts entendus pour le compte de Gaz Métro et de l'ACIG ont tous les deux concentré leur présentation sur la méthode de la prime de risque. Selon cette méthode, le taux de rendement est établi en calculant la prime de rendement que l'investisseur commande pour tenir compte du risque supplémentaire qu'il encourt en acceptant d'investir dans le capital actions de l'entreprise réglementée par rapport au risque qu'il assumerait en se contentant de détenir un titre de créance dépourvu de tout risque comme, par exemple, une obligation du Canada à long terme sur trente (30) ans. L'évaluation du risque d'affaires de l'entreprise réglementée constitue donc le point de départ de l'analyse à laquelle on doit se livrer aux fins de déterminer l'ampleur de la prime de risque auquel l'investisseur devrait avoir droit. En effet, c'est à partir de son évaluation du risque d'affaires de l'entreprise que l'investisseur commandera un rendement plus ou moins élevé ou s'attendra à ce que les propriétaires injectent de leurs propres fonds (équité) pour participer au risque de l'entreprise.

Dans son témoignage écrit produit comme pièce SCGM-14, doc. 1, le trésorier de SCGM, Monsieur Jacques Demanche, passe en revue les trois (3) grandes catégories de risque qui sont traditionnellement tenues en compte par les milieux financiers pour évaluer le risque global de l'entreprise. Bien que nous soyons d'accord avec son approche au niveau conceptuel, nous considérons qu'il dresse un portrait beaucoup trop sombre du risque de Gaz Métro, dans le but évident de convaincre la Régie d'accorder à l'entreprise une prime de risque plus élevée.

Nous proposons donc de reprendre ci-après l'analyse des trois (3) grandes catégories de risque faisant l'objet du témoignage de Monsieur Demanche, soit le risque d'affaires, le risque financier et le risque réglementaire.

Ce n'est d'ailleurs pas sans un certain amusement que nous avons fait la lecture du document de présentation auprès des agences de notation DBRS et CBRS dont copie est produite comme pièce SCGM-14, doc. 1.9 a). À notre avis, la description du risque de Gaz Métro relatée dans ce document est beaucoup plus objective et équilibrée que le portait fort pessimiste de l'entreprise que l'on peut lire dans le témoignage écrit de Monsieur Demanche, pièce SCGM-14, doc. 1.

b) Mesure du risque d'affaires de Gaz Métro :

S'il y a un point sur lequel il y a un désaccord profond entre SCGM et l'ACIG, c'est bien sur l'appréciation du risque d'affaires de Gaz Métro. Ainsi, pour SCGM, son risque d'affaires est largement plus élevée que celui des autres distributeurs au Canada en raison, notamment, de sa forte proportion de clientèle industrielle, sa prétendue position vulnérable à l'extrémité du réseau de TCPL, la plus forte concurrence à laquelle elle ferait face avec les autres formes d'énergie, etc., lesquelles justifieraient non seulement un ratio de capitalisation plus élevé mais également un taux de rendement supérieur à celui octroyé aux autres entreprises du même genre au Canada.

Pour l'ACIG, le risque d'affaires de Gaz Métro n'est que marginalement supérieur à celui d'entreprises comparables au Canada mais, par ailleurs, ce risque est totalement compensé par son traitement réglementaire nettement plus favorable ainsi que par un ratio de capitalisation plus élevé que celui de la moyenne des distributeurs au Canada.

En reprenant l'analyse selon les deux (2) grandes catégories que l'on retrouve dans le témoignage écrit de Monsieur Demanche, pièce SCGM-14, doc. 1, on peut résumer la preuve comme suit :

i) Risque relié à la demande :

L'un des principaux arguments invoqués par Gaz Métro quant à la mesure de son risque relié à la demande est la forte concentration de ses ventes dans le secteur industriel. Encore cette année, on retrouve cet argument dans le témoignage écrit de Monsieur Demanche (aux pages 5 et 6) :

«Compte tenu de la forte concentration des ventes de la Société dans le secteur industriel, dont les clients peuvent facilement changer de source d'énergie, cette vive concurrence accroît le risque relié à la demande. La demande dans le secteur commercial subira aussi la pression des tarifs d'électricité, principalement ceux à la bi-énergie.»

Le témoignage de Monsieur Demanche fait toutefois défaut d'indiquer que le risque résultant de cette concentration dans le secteur industriel est largement mitigé par les contrats à long terme signés par la grande majorité des clients industriels de Gaz Métro, ce qui est confirmé comme suit à la page 9 du document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9a) :

«Fuel switching risk related to dual fuel customers mitigated by 5 year supply contracts.»

Lors de son contre-interrogatoire le 27 octobre 1998, Monsieur Demanche a reconnu qu'une nette majorité des volumes en service interruptible sont couverts par des contrats à long terme allant jusqu'à cinq (5) ans et dont le volume minimum garanti par le client peut s'élever jusqu'à 85% de sa consommation anticipée. Selon son évaluation, environ 80% des volumes interruptibles seraient ainsi protégés. Voir T.S., vol. 4, p. 152 à 156.

En termes quantitatifs, la pièce SCGM-3, doc. 2.11b) produite en réponse à une question de l'ACIG révèle que des volumes industriels totalisant 111,02 Bcf, soit

59,90 Bcf au tarif 4 et 51,12 Bcf au tarif 5, sont garantis par des contrats de plus d'un (1) an, la majorité étant des contrats de 49 mois et plus.

Lorsque l'on sait que la prévision initiale des retraits VGE (nets des interruptions) s'élevait à 131,6 Bcf avant la mise à jour du dossier (voir SCGM-3, doc. 2, p. 31), c'est donc à dire que pas moins de 84,4% des retraits prévus pour l'année étaient garantis par ces engagements contractuels à long terme.

En plus des contrats à long terme, Gaz Métro a aussi à sa disposition d'autres outils très efficaces pour sécuriser les volumes à risque au niveau de la concurrence émanant d'autres formes d'énergie, notamment les programmes de flexibilité tarifaire mazout et bi-énergie. Selon ces programmes qui ont été approuvés pour la première fois dans la décision D-94-52 et dont on demande la reconduction cette année, Gaz Métro peut offrir des rabais sur ses tarifs TD qui font en sorte que le prix total offert au client soit concurrentiel avec celui du mazout ou de la bi-énergie. À ceci, vient s'ajouter le tarif 5, volet 2, concurrence, qui est venu remplacer le programme de flexibilité tarifaire mazout dans le secteur VGE, ce qui a été reconnu comme suit par les témoins de Gaz Métro lors de l'audience du 23 octobre 1998, T.S., vol. 3 (a.m.), p. 56 :

«Q. Oui, mais pour vous, c'est une manière de sécuriser vos volumes, parce que si le client s'engage pour cinq ans avec un volume minimum élevé, évidemment, si c'est un client interruptible, vous êtes sûr que pour ce volume minimum pendant cinq ans, il ne s'en ira pas à l'huile?»

R. Je suis d'accord.

Q. Et l'autre outil que vous avez, évidemment, c'est le volet 2, concurrence du tarif 5?

R. Oui.»

Bien qu'il soit vrai que la position concurrentielle du gaz s'annonce pour être relativement corsée cette année, l'ACIG soumet que le risque associé à la demande est considérablement mitigé par l'effet combiné des contrats à long terme et des autres outils à la disposition de Gaz Métro pour sécuriser ses volumes face à la concurrence. L'ACIG croit qu'il s'agit là d'un facteur important dont la Régie devrait tenir compte dans son évaluation du risque associé à la demande.

L'ACIG ne peut donc partager l'avis formulé par Monsieur Demanche à la page 6 de son témoignage à l'effet que *«Le risque relié à la demande sera donc accru en 1999, tant par rapport à 1998 que par rapport à nos voisins ontariens, chez qui la détérioration de la situation concurrentielle a relativement moins d'impact en raison de l'importance de leur clientèle résidentielle.»* Bien au contraire, mentionnons que, du côté ontarien, les distributeurs comme Consumers n'offrent pas d'escompte pour des contrats à long terme de la nature de ceux offerts par Gaz Métro. Sur ce point, voir les réponses de Madame Sylvie Desrochers lors de son contre-interrogatoire le 6 novembre 1998, T.S., vol. 9, p. 52 & 53.

ii) **Risque relié à l'offre (approvisionnements) :**

Avant la déréglementation en 1985, à peu près tout le gaz consommé dans la franchise de Gaz Métro était acheté à même les réserves de TCPL et de PanAlberta en Alberta puis transporté sur le réseau de TransCanada Pipelines. Aujourd'hui, en raison de la déréglementation, Gaz Métro a accès à un nombre beaucoup plus élevé de fournisseurs autant au Canada (Saskatchewan, Alberta et Colombie-Britannique) qu'aux États-Unis. Ajoutons à ceci que les clients en achat direct (achat/revente ou service de livraison) ont eux-mêmes la responsabilité d'organiser leurs propres approvisionnements auprès d'un fournisseur de leur choix.

Pour donner une bonne idée du grand nombre de fournisseurs auquel Gaz Métro et les clients en achat direct ont accès pour leurs approvisionnements gaziers, voir la liste produite comme pièce SCGM-5, doc. 7. De l'avis de l'ACIG, la diversification des fournisseurs ainsi que l'augmentation de leur nombre a clairement contribué à réduire les coûts associés aux approvisionnements tant pour Gaz Métro que pour ses clients depuis 1985.

En terme de disponibilité des réserves, le passage suivant de la présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9 a), est explicite par lui-même (à la page 13) :

«Important availability of natural gas :

- *Short term risk : limited to a delivery default by a producer/broker;*
- *Long term risk : almost inexistent.»*

En termes de transport et d'entreposage, l'ACIG soumet que le passage suivant du témoignage écrit de Monsieur Gérard Forget (SCGM-5, doc. 1) au sujet du repositionnement stratégique de Gaz Métro en matière d'approvisionnements gaziers est éloquent quant à l'effet bénéfique sur les risques associés à l'offre qu'apporteront les actions que la Gaz Métro compte entreprendre sous peu (aux p. 13 et 14) :

«SCGM a toujours dû faire face au fait qu'elle est située au bout du système du gazoduc canadien. L'intégration de l'industrie gazière nord-américaine pourrait permettre à SCGM et ses clients d'atténuer l'impact, la vulnérabilité qui découle d'être située à l'extrême limite du système canadien. Une diversification géographique du portefeuille est cependant nécessaire afin que SCGM et ses clients puissent bénéficier de cette sécurité accrue.

Si la Société décide de diversifier son portefeuille et de se procurer du gaz sur le marché américain, plusieurs routes alternatives lui seront alors disponibles. En effet, plusieurs combinaisons de gazoducs permettraient d'acheminer du gaz américain jusqu'à sa franchise.

Un portefeuille de transport plus diversifié aura comme effet de permettre à SCGM de profiter d'un nombre accru d'opportunités grâce à un accès à un plus grand nombre de producteurs et, par conséquent, devrait lui permettre de s'approvisionner à moindre coût pour le «gaz de réseau». Le coût du gaz étant assumé par les clients de SCGM, ce sont ces derniers qui profiteront de cette diversification.

La diversification du portefeuille de transport profitera également aux clients en «Achat/revente». En effet, ces derniers pourront profiter des mêmes opportunités que SCGM pour leurs achats de gaz.»

Toujours au chapitre de l'utilisation des outils de transport et d'entreposage, notons avec intérêt le passage suivant de la présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9 a), quant aux possibilités offertes sur le marché secondaire :

«Gas transmission and storage .

Risk of under utilization mitigated by possibility of relinquishing capacity on an active secondary market.»

Lors de son contre-interrogatoire le 27 octobre 1998, Monsieur Demanche a reconnu qu'advenant des surplus de transport et d'entreposage en raison d'une baisse de la demande dans la franchise, il existe un marché secondaire très actif offrant des opportunités intéressantes quant au profit à réaliser. Voir T.S., vol. 4, aux p. 160 à 162.

Compte tenu des circonstances relatées ci-dessus, l'ACIG ne peut partager l'opinion contenue dans le témoignage de Monsieur Demanche à l'effet que le risque relié à l'offre «... sera donc semblable, sinon supérieur, à celui auquel la Société fait face cette année et toujours supérieur à ceux de nos voisins ontariens.»

iii) Conclusion sur le risque d'affaires :

À la page 8 de son témoignage écrit, Monsieur Demanche conclut de son analyse des risques reliés à l'offre et à la demande ainsi qu'aux opérations de Gaz Métro que «... le risque d'affaires sera accru, tant par rapport à l'année en cours que rapport à nos pairs.»

De l'avis de l'ACIG, cette conclusion contraste remarquablement avec celle que l'on retrouve à l'égard du risque d'affaires à la page 36 du document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9 a) :

«Competitive position changed substantially over the past year.

*In the short term, this does not significantly impact on our activities.
Most other business risks are not significantly different from last year.»*

Compte tenu qu'il ne peut y avoir deux (2) réalités entre la présentation faite à la Régie et celle faite aux agences de notation de crédit, l'ACIG laissera la Régie tirer ses propres conclusions quant à l'évolution du risque d'affaires de Gaz Métro par rapport à celui de l'année dernière ...

c) Le risque financier :

i) La structure de capital plus généreuse de Gaz Métro :

D'entrée de jeu, il devrait être indéniable que Gaz Métro jouit présentement d'une structure financière nettement plus élevée que la moyenne de celle des autres distributeurs au Canada. Pour s'en convaincre, il suffit de consulter la pièce SCMG-14, doc. 1.6b) produite en réponse à l'une des questions de l'ACIG, laquelle démontre qu'à l'exception des sociétés CWNG et NW Utilities de l'Alberta qui ont un avoir privilégié démesurément élevé en raison d'un traitement fiscal particulier, Gaz Métro

est la société dont la structure de capital comporte la plus forte proportion d'équité (avoir net et avoir privilégié) et la plus faible proportion de dette. Lors de son contre-interrogatoire par le soussigné le 27 octobre 1998, le Dr. Roger Morin a reconnu ce fait et suggéré que *«... la raison pour laquelle le coussin d'actions ordinaires de Gaz Métro est légèrement plus élevé que la moyenne dans l'industrie, c'est le reflet de son risque d'affaires qui est supérieur, étant donné la composition de sa clientèle qui est fortement industrielle, étant donné sa vulnérabilité à l'écart entre le prix du gaz et le prix du pétrole, alors c'est tout à fait normal que le coussin d'équité soit légèrement supérieur.»* Voir T.S., vol. 4, p. 139.

Dans son bouquin bien connu intitulé *«Regulatory Finance, Utilities' Cost of Capital»*, le Dr. Morin confirme effectivement qu'un risque financier moindre découlant d'une structure de capital plus conservatrice vient compenser (*offset*) un risque d'affaires supérieur (aux p. 34-35) :

«Of course, all the components of risk are fluid and change dynamically over time. It is quite plausible that an increase in business and financial risk over time is offset by a decrease in one or the other of the components, such as the real rate or the inflation component, so that the cost of equity capital remains constant. For example, increases in business risk, caused by more intense competition and/or deregulation, are frequently offset by corresponding reductions in financial risk, that is, more conservative capital structures.»

Notons qu'il ne semble pas y avoir de désaccord entre les experts sur l'évaluation du risque financier de Gaz Métro, en ce que l'expert de l'ACIG, le Dr. William R. Waters, exprime également l'opinion que la structure de capital plus généreuse de Gaz Métro l'amène à conclure que *«... Gaz Métro's financial risk can properly be viewed as lower than that of its peers.»* Voir son expertise produite comme pièce ACIG-2, doc. 1, p. 21, lignes 17-18.

ii) La cote de crédit A (high) de Gaz Métro :

Lors de leur présentation devant la Régie le 27 octobre 1998, Messieurs Demanche et Morin ont grandement insisté sur le fait qu'il était important de maintenir la cote de crédit A (high) de Gaz Métro et ont mis en garde la Régie contre un risque de décote advenant toute décision défavorable sur le taux de rendement.

Lors de sa présentation, le Dr. Morin a fait référence aux normes de qualité qui sont exigées par les maisons de notation de crédit comme CBRS pour analyser l'impact que pourrait avoir, selon lui, la recommandation du Dr. Waters en matière de taux de rendement sur les ratios financiers de la compagnie et sur sa cote d'obligations. Voir T.S., vol. 4, p. 79 et suivantes.

Pour appuyer son argument, le Dr. Morin a fait référence à un document de CBRS intitulé «*Utility financial benchmarks*» dont on retrouve un exemplaire à la 3^e page de ses acétates de présentation produites comme pièce SCGM-15, doc. 2.37. Ainsi, référant à cette pièce, le Dr. Morin a suggéré comme suit que la recommandation du Dr. Waters au niveau du taux de rendement pourrait entraîner une réduction du ratio de couverture des intérêts à un niveau de 2,4% qui, à son avis, pourrait remettre en question la cote A dont bénéficie présentement Gaz Métro (aux p. 80-81) :

«Nous allons remarquer que dans ce document-là, à la toute fin, on parle de Financial Benchmarks, c'est-à-dire certaines exigences de ratios financiers. Puis dans le panneau du milieu, il est question des entreprises de gaz et d'électricité. Et il y a quatre critères qui doivent être respectés pour mériter une cote de A+ +, A+ et A.

'attire votre attention, Monsieur le Président, sur la cote A. Et on remarque que la couverture d'intérêt qui est exigée est entre deux (2 %) et trois point deux (3,2 %). Ça, encore une fois, c'est une balise qui est bien connue des marchés financiers. Le point milieu, c'est à peu près deux point six (2,6 %). Actuellement, Gaz Métro se situe à environ à

deux point six (2,7 %) - sic - qui est un petit peu plus élevé que la moyenne. Ce qui est assez normal étant donné que son risque, il est légèrement plus risqué que celui de ses pairs.

Maintenant, si on adopte la recommandation du docteur Waters, le ratio de couverture va chuter à deux point quatre (2,4 %) à peu près. Ce qui veut dire qu'ils vont être dans la partie inférieure des normes de qualité pour mériter une cote de A. Alors je ne dis pas que la compagnie a nécessairement la corde au cou, là. Mais il y a quand même une corde qui commence à se raidir graduellement. Je ne voudrais pas qu'on se retrouve avec un autre Newfoundland Light & Power qui avait exactement la même situation.

Historiquement, les couvertures de Newfoundland Light & Power étaient toujours alentour de deux point sept (2,7 %). Et avec l'adoption du taux de rendement de neuf virgule deux cinq (9,25 %) de la Régie de Terre-Neuve, les ratios de couverture ont chuté à deux point trois (2,3 %), deux point quatre (2,4 %). Puis ça a été suivi presque immédiatement par une décote. Ce n'est pas le temps, là, d'être décoté compte tenu des conditions actuelles sur les marchés financiers.»

L'ACIG est fortement en désaccord avec cette présentation. D'abord, si on consulte la mise à jour de la notation de crédit de Gaz Métro par CBRS, pièce SCGM-14, doc. 10.1 (à la p. 4), on peut constater qu'il est faux de prétendre que le ratio de couverture des intérêts de Gaz Métro se situe actuellement à environ 2,7%. Bien au contraire, ce document indique que le «*interest coverage*» de SCGM pour les années 1993 à 1997 inclusivement était plutôt de l'ordre de 2,5% et que, pour les années 1994 et 1995, il s'élevait à 2,4%, soit le même ratio de couverture qui résulterait de la recommandation du Dr. Waters selon l'analyse qu'en fait le Dr. Morin.

Mais il y a plus. On se souviendra en effet du contre-interrogatoire de Messieurs Demanche et Morin à l'occasion de l'audience du 27 octobre 1998 que, d'une manière globale, les notations de crédit de Gaz Métro, autant par DBRS que par CBRS, ont été un exemple de stabilité au cours des dernières années et que, lorsque considérée dans leur ensemble, les ratios financiers de la compagnie justifient largement une cote de A élevée. Voir T.S., vol. 4, aux p. 167 et suivantes.

Allons y voir :

- 1° Comme premier *benchmark* requis pour bénéficier d'une cote A, le document du Dr. Morin mentionne que la valeur du «*common equity*» doit s'élever à au moins 100 millions \$. Or, si on consulte la page 4 de la plus récente notation de crédit de CBRS, SCGM-14, doc. 10.1, on peut voir que la valeur de l'équité de Gaz Métro s'élevait à 732 millions \$ en 1997, ce qui serait suffisant pour qualifier la compagnie pour une cote A+ + ou AAA (minimum 250 millions \$). Pour la discussion sur ce point, voir T.S., vol. 4, p. 170-171.
- 2° Pour le second critère, soit celui du «*debt leverage*», la page 4 de la plus récente notation de crédit de CBRS, pièce SCGM-14, doc. 10.1, révèle qu'en 1997 ainsi que pour la majorité des années antérieures, le «*debt leverage*» de Gaz Métro était de l'ordre de 54%, donc dans la portion inférieure de la fourchette de 50% à 65% qui est requise pour une cote A. Qui plus est, cette composante dette serait même suffisante pour qualifier la compagnie pour une cote A+ ou AA (critère de 45-55%). Pour la discussion sur ce point, voir T.S., vol. 4, p. 171-172.
- 3° Pour le troisième critère, soit celui de la couverture des intérêts, la plus récente notation de crédit de CBRS mentionne un chiffre variant entre 2,4% et 2,5% pour les années 1993 à 1997 inclusivement, ce qui est largement supérieur à la fourchette de 1,75% à 2,25% qui justifierait une décote vers le B+ +. Les témoins Morin et Demanche n'ont pas contesté ce constat lors de leur contre-interrogatoire (T.S., vol. 4 aux p. 172-173) :

«Q .Parlons maintenant du «*interest coverage* ». Le docteur Morin nous a dit, ce matin, que la couverture des intérêts actuels de Gaz Métro serait de deux point sept (2,7 %) et qu'avec la recommandation du docteur Waters, il y avait danger de descendre à deux point quatre (2,4 %), est-ce que j'ai bien compris, docteur Morin?

M. ROGER A. MORIN :

R. *Oui, vous avez bien compris.*

Q. *Alors, regardons ensemble la pièce document 14... SCGM-14, document 10.1, on voit, sous la rubrique « interest coverage » en quatre-vingt-dix-sept (97), non pas deux point sept (2,7 %), mais plutôt deux point cinq (2,5 %) et on voit que par le passé, en mil neuf cent quatre-vingt-quinze (1995), en mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994), le « interest coverage » a déjà même été de deux point quatre (2,4 %).*

On est d'accord qu'en mil neuf cent quatre-vingt-quatorze (1994), mil neuf cent quatre-vingt-quinze (1995), il n'y a pas eu de décote de crédit de Gaz Métro, Docteur Morin?

R. *Oui, nous sommes d'accord.*

Q. *On est d'accord aussi que le « bench mark », pour tomber dans la catégorie B+ +, c'est deux point vingt-cinq (2,25 %)?*

R. *Oui, c'est la partie supérieure de la fourchette.»*

4° Enfin, quant au dernier critère, soit celui du ratio de liquidités par rapport à la dette totale (*Cash Flow % Total Debt*), on peut voir de la plus récente notation de crédit de Gaz Métro que son ratio moyen au cours des dernières années a été de l'ordre d'environ 29,5%, ce qui excède la fourchette de 15%-25% requise pour une cote A et se situe même dans la portion élevée de celle de 20% à 30% requise pour une cote A+ ou AA. Pour la discussion sur ce dernier point, voir T.S., vol. 4, p. 173-174.

L'ACIG conclut de tout ceci que les ratios financiers actuels de Gaz Métro sont très conservateurs et qu'ils justifient amplement la cote A élevée qui est présentement accordée à la compagnie. On notera d'ailleurs avec intérêt la conclusion suivante apparaissant à la page 36 du document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9 a), quant aux ratios financiers de la compagnie :

- « • *Stability of coverage ratios as a result of good management practices and stabilization accounts.*
- *Ability to repay capital and refinance when required as a result of an adequate capital structure and fair rate of return given the prevailing interest rates.»*

Pour conclure sur le risque financier, on se souviendra que, lors de sa présentation devant la Régie le 27 octobre 1998, Monsieur Demanche a fait grand état du fait que, eu égard à la grande volatilité des marchés depuis le mois d'août dernier, les marchés financiers étaient beaucoup moins réceptifs et qu'il devenait de plus en plus difficile de lever des fonds à des conditions avantageuses. Voir T.S., vol. 4, aux p. 29 et suivantes, tel que complété par la pièce SCGM-14, doc. 17 et 18.

Or, malgré le portrait sombre des marchés financiers qui nous a été dressé par Monsieur Demanche, il est curieux de constater que le 3 novembre 1998, soit seulement sept (7) jours après la comparution de Monsieur Demanche devant la Régie, Gaz Métro a émis un communiqué de presse (copie ci-jointe comme Annexe B) annonçant fièrement qu'elle avait conclu «...avec un syndicat de preneurs fermes une entente relative au placement de 100 000 000 \$ d'obligations de première hypothèque 6,05%, datées du 10 novembre 1998 et échéant le 10 novembre 2008.» On notera avec intérêt le commentaire suivant de Monsieur Demanche rapporté dans ce communiqué de presse :

«... la bonne santé financière de la Compagnie et de sa filiale, Société en commandite Gaz Métropolitain, a permis de réaliser cette émission à des conditions qui généreront au cours des ans des économies appréciables pour la clientèle.»

L'ACIG retient de tout ceci que les ratios financiers de Gaz Métro, lorsque considérés dans leur ensemble, sont suffisamment conservateurs pour lui procurer une excellente santé financière lui permettant de lever des fonds à bon prix et que son risque financier est suffisamment peu élevé pour justifier une cote de A élevée.

L'ACIG ajoute à ceci que le ratio de couverture des intérêts de 2,4% qui découlerait de la recommandation du Dr. Waters sur le taux de rendement ne saurait ébranler l'intégrité financière de Gaz Métro comme ont tenté de le suggérer les témoins de cette dernière. Bien au contraire, la pièce SCGM-14, doc. 1.23, produite par Gaz Métro en réponse à l'engagement #11 démontre que les ratios de couverture des intérêts et du flux monétaire par rapport à la dette totale qui résulteraient de la recommandation du Dr. Waters d'un taux de rendement de 8,25% à 9,00% procureraient des résultats qui sont largement à l'intérieur des fourchettes requises pour maintenir la cote de crédit actuelle de Gaz Métro. Comme question de faits, c'est bien plutôt la recommandation du Dr. Morin d'un taux de rendement de 10,57% qui aurait pour effet de propulser le ratio de couverture des intérêts à un niveau sans précédent de 2,82%. Pour une discussion de l'impact des recommandations du Dr. Waters sur les ratios financiers de Gaz Métro, voir également son expertise, pièce ACIG-2, doc. 1, aux p. 21 à 24.

d) **Le risque réglementaire :**

De l'avis de l'ACIG, la protection réglementaire qui a été accordée par la Régie à Gaz Métro au fil des ans a toujours été réceptive aux besoins de la compagnie et a permis à cette dernière de réaliser le rendement autorisé malgré un environnement d'affaires qui, à première vue, pourrait sembler plus risqué aux yeux de certains.

Parmi les outils réglementaires les mieux connus qui ont été mis à la disposition de Gaz Métro, mentionnons d'abord les nombreux comptes de stabilisation qui ont pour effet de prévenir les fluctuations dans les revenus de Gaz Métro en raison de facteurs hors de son contrôle comme, par exemple, la température, le gaz perdu ou les taux d'intérêt à court terme.

Il est incontestable que des comptes régulateurs comme celui du nivellement de la température (qui n'existent pas en Ontario) ont pour effet de diminuer le risque de l'entreprise et qu'on doit en tenir compte aux fins de l'établissement de son rendement. Année après année, les agences de notation de crédit ont mentionné l'existence de ces comptes de stabilisation parmi les facteurs positifs considérés dans le cadre de leur évaluation.

Lors de sa comparution devant la Régie le 27 octobre 1998, le Dr. Morin a lui-même admis que les comptes régulateurs comme celui de la température ont un effet positif dont il doit tenir compte dans la détermination du taux de rendement. Voir T.S., vol. 4, p. 224 et suivantes.

À la page 14 de son document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9a), Gaz Métro mentionne également que la température constitue un *«risk shared with the ratepayers through a stabilization account»*.

Pour cette année, nous avons vu que Gaz Métro propose certaines modifications ayant pour but d'accroître le degré de précision de son compte de nivellement de la température. Lors de son contre-interrogatoire à l'audience du 27 octobre 1998, Monsieur Demanche a reconnu que, par définition, si le mécanisme est plus précis, il devrait s'acquitter plus efficacement de sa tâche d'éliminer ou de réduire les fluctuations de revenus découlant de fluctuations dans la température. Voir T.S., vol. 4, p. 142-143. L'ACIG en conclut que les modifications apportées cette année devraient contribuer à accentuer la diminution du risque découlant du compte de stabilisation de la température.

Comme autre outil de protection réglementaire, Gaz Métro bénéficie également de plusieurs programmes qui ont été autorisés par la Régie au cours des dernières années aux fins de l'aider à concurrencer plus efficacement avec d'autres formes

d'énergie comme le mazout et l'électricité. On peut penser ici aux programmes de marketing (PRC, PRRC), aux programmes de flexibilité tarifaire (mazout, bi-énergie, volet 2 de l'interruptible, etc.), aux programmes de ventes de gaz à prix fixe (bi-énergie), aux tarifs spéciaux et préférentiels de développement (co-génération), aux tarifs spéciaux et particuliers pour certains clients (exemple : raffinerie d'Ultramar sur la Rive-Sud de Québec), et nous en passons.

On peut songer également au mécanisme incitatif qui a été approuvé par la Régie en 1994 permettant à Gaz Métro de participer au partage des trop-perçus de rendement jusqu'à concurrence de 50% à condition seulement de rencontrer certains critères de performance qu'elle a elle-même établis et proposés à la Régie et qu'elle semble être en mesure de rencontrer année après année. De l'avis de l'ACIG, il ne fait aucun doute que ce mécanisme incitatif a pour effet de corriger considérablement l'asymétrie réglementaire dont l'entreprise se plaint depuis plusieurs années. Encore une fois, notons qu'il s'agit là d'un élément positif que l'on retrouve à la page 12 du document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9a) :

«Excess return of 6.7 million, 50% is being allocated to unit holders in 1998 under the sharing mechanism in place.»

De l'avis de l'ACIG, tous ces comptes de stabilisation, programmes et mesures de toutes sortes, surtout lorsque considérés globalement les uns avec les autres, ont eu pour effet de procurer à Gaz Métro un environnement réglementaire plus que généreux dont on ne peut guère trouver d'équivalent en Amérique du Nord. Cet environnement réglementaire favorable est d'ailleurs confirmé expressément comme suit dans la notation de crédit de DBRS, pièce SCGM-14, doc. 9, p. 1 :

«The regulatory climate for GMCLP's main line gas distribution operations, which account for about 85% of earnings, has been generally supportive. Most major uncontrollable revenue and expense items are covered by stabilization accounts, which adds a great deal of stability to

earnings, which typically come in close to authorize levels on the main line.»

Parmi les développements mentionnés pour cette année au niveau de l'encadrement réglementaire, Monsieur Demanche a semblé suggérer que la mise en place de tarifs éclatés à compter de l'an prochain est susceptible de causer une certaine incertitude auprès des investisseurs (SCGM-14, doc. 1.1, p. 1) :

«Même si la Société ne prévoit pas offrir des services éclatés avant le 1^{er} novembre 1999, celle-ci a dû informer les institutions financières des récentes décisions de la Régie dont, notamment, celle dans laquelle la Régie autorise la mise en place de nouveaux tarifs éclatés. Étant donné que les prêteurs et associés investissent à long terme, ils sont donc sensibles à ces changements, notamment lorsque leur impact sur les résultats futurs de la Société est inconnu.»

Pourtant, si on lit la page 16 du document de présentation à CBRS, on serait porté à croire que l'avènement de services éclatés ne constitue pas un développement négatif pour Gaz Métro, bien au contraire :

«☐ The Régie has accepted all our proposals.

☐ Unbundling of gas bills will be limited to customers who choose unbundled services.

☐ Transfer of transmission services solely to customers receiving firm service.

☐ No transfer of storage services.

☐ Gradual introduction of rate 4 and 5 customers and to all other customers consuming at least 30,000 m³/day.

☐ Possibility of regrouping customers for transmission services but not for distribution.

☐ Possible carry-over of eventual switching costs.»

Qui plus est, le premier service éclaté à entrer en vigueur cette année, soit le service de gaz de compression, introduit un mécanisme d'ajustement du prix qui a pour effet de transférer aux clients un risque important qui était jusqu'à ce jour assumé par Gaz Métro. Nous avons vu en effet que, par le passé, toutes les fluctuations dans le prix du gaz de compression incorporé dans les tarifs TD de Gaz Métro étaient assumées par l'actionnaire. Or, avec le mécanisme d'ajustement qui est proposé aujourd'hui, nous savons que toutes les fluctuations dans le coût du gaz de compression acheté par Gaz Métro seront reflétées périodiquement dans la charge séparée qui apparaîtra désormais sur les factures des clients pour ce service.

Lorsque contre-interrogé au sujet de ce changement à l'occasion de l'audience du 27 octobre 1998, Monsieur Demanche a reconnu qu'en termes quantitatifs, l'actionnaire de Gaz Métro aurait assumé un manque à gagner de plusieurs millions de dollars s'il avait été pris avec sa projection initiale de 2,22 \$/GJ pour le gaz de compression (T.S., vol. 4, p. 117) :

«Q. O.k. Donc, en termes quantitatifs, on parle maintenant d'un mécanisme d'ajustement qui, pour prendre l'exemple de vos prévisions de mai par rapport à vos prévisions révisées d'aujourd'hui, si vous aviez été pris avec votre prévision originale, si l'actionnaire avait assumé lui-même les fluctuations de coûts par rapport à sa prévision originale de deux dollars et vingt-deux (2,22 \$) du gigajoule, on parle de quelque chose qui aurait pu coûter plusieurs millions de dollars à votre société, on est d'accord?»

R. Oui, c'est le cas.

Q. Donc en termes quantitatifs, l'instauration de ce mécanisme d'ajustement, selon votre proposition révisée, a pour effet de retirer un risque qui aurait été à la charge de l'actionnaire et qui aurait pu représenter plusieurs millions de dollars cette année, on est d'accord là-dessus?

R. C'est effectivement un risque qui aurait été à la charge de l'actionnaire.»

Comme autre modification introduite cette année au niveau de l'encadrement réglementaire, mentionnons la formule automatique d'ajustement du taux de rendement pour tenir compte des fluctuations dans les taux d'intérêt à long terme. Sur ce point en particulier, la pièce SCGM-14, doc. 17d) produite en réponse à une question de l'ACIG quant à l'impact de cette modification sur le risque de l'entreprise, Gaz Métro affirme que cette nouvelle formule *«... élimine la possibilité de tenir compte de nouveaux éléments qui affectent le risque d'entreprise et cet aspect augmente le risque réglementaire d'une année à l'autre.»*

Or, lorsque contre-interrogé sur cette question à l'audience du 27 octobre, le Dr. Morin a reconnu que l'instauration d'un mécanisme automatique d'ajustement du taux de rendement s'inscrit dans le courant des derniers développements au Canada en matière de réglementation et que, jusqu'à ce jour, ces formules automatiques n'avaient pas causé de bouleversements dans les milieux financiers. Voir T.S., vol. 4, p. 147 et suivantes, incluant notamment le passage suivant à la page 150 :

«R. Il n'y a pas eu de décote. Les formules semblent être jugées comme étant équitables par les marchés financiers.»

Q. Donc l'instauration d'un mécanisme automatique de fixation du rendement, en soi, ce n'est pas un facteur qui a déstabilisé la perception des marchés financiers?

R. Non.

Q. On est d'accord?

R. Ce qui est important, c'est que ce soit un bon mécanisme.

Q. Mais on est d'accord que l'instauration d'un mécanisme... le principe d'avoir un mécanisme automatique d'ajustement du rendement ne constitue pas en soi un facteur déstabilisant aux yeux des marchés financiers?

R. À date, non.

Q. Bon. C'était ça ma question.

R. O.K.»

Compte tenu de l'effet généralement positif des plus récents développements rapportés ci-dessus, l'ACIG ne peut partager la conclusion suggérée à la page 9 du témoignage écrit de Monsieur Demanche à l'effet qu'en *«conséquence de l'incertitude reliée aux récents changements en matière de réglementation, le risque réglementaire est légèrement supérieur cette année à ce qu'il était dans le passé»*. L'ACIG soumet que, bien au contraire, les récents développements relatés ci-dessus ont pour effet d'amoindrir le risque réglementaire (qui était déjà très favorable) par rapport à ce qu'il était dans le passé.

e) Conclusion sur le risque global aux fins de la détermination du rendement :

Lorsque l'on combine les résultats de l'analyse ci-dessus sur le risque d'affaires, le risque financier et le risque réglementaire, on peut facilement conclure que Gaz Métro se classe très bien parmi les entreprises de distribution au Canada. En effet, même si son risque d'affaires peut être qualifié de marginalement plus élevé, celui-ci est plus que généreusement compensé par son environnement réglementaire très favorable et sa structure financière élevée.

Certains signes relativement fiables permettent de confirmer cette perception très positive du risque global de Gaz Métro. En premier lieu, on peut voir du *«rating history»* rapporté à la page 2 de la notation la plus récente de CBRS, pièce SCGM-14, doc. 10.1, que la cote de Gaz Métro n'a cessé d'aller en s'améliorant sur la période de 25 ans entre 1973 et aujourd'hui, passant de B+ à B++ en 1982-83, pour se maintenir à A en 1984 pour ensuite grimper à A élevée de 1985 jusqu'à aujourd'hui.

Il importe aussi de souligner que, historiquement, Gaz Métro a fait preuve d'une stabilité peu commune au niveau de sa capacité à atteindre le rendement autorisé. Pour s'en convaincre, il suffit de consulter la pièce SCGM-2, doc. 6.1, dressant l'historique du taux de rendement réel réalisé à chaque année par rapport au taux de rendement autorisé. Ainsi, sur la période de huit (8) ans couverte par ce document, on peut constater que l'entreprise n'a pas réussi à atteindre le rendement autorisé qu'à une seule occasion, soit en 1995, avec un taux de rendement réel de 11,67% par rapport au 12% autorisé. Pour l'année 1998, la projection 11/1 rapportée à la mise à jour produite comme SCGM-2, doc. 5.1, anticipe un trop-perçu de l'ordre de 6 millions \$ dont l'entreprise pourra conserver jusqu'à concurrence de 50% à condition seulement de rencontrer les quatre (4) critères de performance qu'elle s'est elle-même fixés.

Selon notre expert, le Dr. William R. Waters, la stabilité historique de Gaz Métro au niveau de l'atteinte de son taux de rendement constitue un facteur important considéré par les investisseurs dans leur appréciation du risque de l'entreprise (ACIG-2, doc. 1, p. 15) :

«In my view, investors attach significant weight to the record of a utility that has achieved a stable return; Gaz Métro's record provides considerable assurance in this regard.»

La stabilité historique de Gaz Métro se reflète aussi au niveau de l'écart que ces coûts d'emprunts commandent par rapport à ceux d'autres utilités publiques au Canada comme, par exemple, Consumers Gas, TCPL, West coast et BC Gas. Or, et comme le démontre le tableau #15 joint à l'expertise du Dr. Waters (mis à jour au 27 octobre 1998 selon la pièce ACIG-2, doc. 3), l'écart de rendement entre Gaz Métro et ces autres utilités publiques au niveau des coûts d'emprunt n'a varié que très marginalement au cours des récentes années, ce qui amène le Dr. Waters à conclure comme suit (aux p. 15-16 de son témoignage) :

«The values shown in table 15 indicate that investors in Gaz Métro long term bonds currently view its relative risk to be essentially the same as in previous periods. In particular, as of September 4, 1998 the yield required on the Gaz Métro bond was, only 11 basis points above the average yield for the four utilities in the comparative set as compared to 6 basis points as of December 31, 1993. Given the various differences among the bonds in terms of, for example, their coupons and maturity dates, this difference is insignificant.

These results lead me to two conclusions. First, investors have not perceived any increase in Gaz Métro's long term risks over the past five years. Secondly, investors proceed Gaz Métro's long term risks to be basically comparable to those of other high grade utilities.»

Lorsque contre-interrogé par le procureur de Gaz Métro quant à l'interprétation à donner aux écarts des rendements obligataires de Gaz Métro par rapport à ceux d'autres utilités publiques, le Dr. Waters a non seulement maintenu l'opinion formulée dans son expertise mais a ajouté que les écarts pourraient être sensiblement les mêmes au niveau de l'équité (T.S., vol. 5, p. 89-90) :

«Q. And you refer at table 15... am I to understand from the conclusion on this aspect that the view of investors so far as the risk of Gaz Métro, it is your position that it has not changed from ninety-three ('93) to ninety-eight ('98); is that basically a fair summary of your assessment?

A. Yes.

Q. And would it be also a fair assessment to say that, concerning there are other utilities listed, that the comparable position of Gaz Métro versus the other utilities has not changed from ninety-three ('93) to ninety-eight ('98)?

A. Not meaningfully.

Q. So, it would be fairly the same comparable risk versus the other utilities?

A. Yes.

Q. Of course, this table, I am coming back to it, indicates bond yields. Would you agree with the proposition that the differential of twenty-eight (28) points now in the bond yield would have to be more than twenty-eight (28) points in the equity market?

A. No.

Q. I believe it is your view that the differential in the equity market would be the same as the yield given by the bonds?

A. For all practical purposes.»

En conclusion à tout ce qui précède, l'ACIG ne peut partager l'opinion proposée par Monsieur Demanche dans son témoignage écrit à l'effet que le risque global de l'entreprise serait supérieur à celui de l'année en cours. En effet, à l'exception peut-être de la détérioration de la situation concurrentielle qui est largement compensée par les outils à la disposition de Gaz Métro (contrats à long terme, flexibilité tarifaire, etc.), plusieurs des développements de cette année militent dans le sens d'une amélioration du profil de risque de Gaz Métro.

Quant au risque comparatif à celui d'autres distributeurs, l'écart dans les rendements obligataires de Gaz Métro rapportés au tableau #15 de l'expertise du Dr. Waters semble indiquer que le risque global de Gaz Métro, bien que toujours marginalement supérieur à celui de Consumers, est tout à fait comparable à celui de West coast et de BC Gas en Colombie-Britannique.

f) Calcul du taux de rendement :

C'est donc en ayant à l'esprit toutes les considérations ci-dessus que la Régie doit apprécier les calculs savants présentés de part et d'autre pour déterminer le taux de rendement.

i) **Résumé des recommandations des experts de SCGM et de l'ACIG :**

Afin d'éviter toute confusion quant aux recommandations formulées par les deux (2) experts entendus de part et d'autre, il convient de rappeler certains correctifs apportés en cours d'audience :

- a) Suite à une erreur purement arithmétique qui s'était glissée dans le calcul de la prime de risque moyenne résultant des diverses méthodes qu'il suggère, la recommandation originale du Dr. Morin était de l'ordre de **10,67%** (et non pas 10,57%), représentant une prime de risque de **4,65%** (et non 4,55%) sur des taux des obligations du Canada 30 ans alors évalués à **6,02%**.

Cette recommandation a été mise à jour pour devenir un taux de rendement de **10,47%** (et non 10,37%) représentant une prime de risque de **4,71%** basée sur un taux des obligations du Canada 30 ans de l'ordre de **5,76%**.

Pour les corrections apportées en cours d'audience, voir T.S., vol. 4, p. 109 et suivantes.

- b) Du côté du Dr. Waters, la recommandation est demeurée inchangée à une fourchette de **8,25% à 9,00%** basée sur des taux d'intérêt à long terme évalués selon une fourchette de **5,75% à 6,25%**.

On se souviendra que, dans son témoignage écrit produit comme pièce ACIG-2, doc. 1, le Dr. Waters avait indiqué qu'il recommandait plutôt le bas de sa fourchette de **8,25% à 9,00%** pour tenir compte de la structure de capital généreuse de Gaz Métro. Voir son témoignage écrit à la page 2, lignes 5 à 7 ainsi qu'à la page 23, lignes 26 à 29.

Lors de sa comparution devant la Régie, le Dr. Waters a réitéré cette recommandation vers le bas de sa fourchette au motif additionnel du déclin dans les taux d'intérêt à long terme entre le moment du dépôt de son rapport et la date des audiences. Voir T.S., vol. 5, p. 26.

Compte tenu de ces circonstances, il ne semble pas déraisonnable de suggérer que les deux (2) experts paraissent s'entendre pour un taux prévisionnel d'intérêt à long terme de l'ordre de 5,75% et que, dans le cas du Dr. Waters, l'usage de ce taux, combiné avec ses vues sur la structure de capital de Gaz Métro, résulte dans une recommandation de taux de rendement de 8,25%.

C'est donc essentiellement en raison de leur désaccord sur le calcul de la prime de risque que les experts entendus pour SCGM et l'ACIG en arrivent à des recommandations fort différentes pour le taux de rendement. Nous proposons donc de revoir rapidement les principaux points de divergence entre les deux (2) experts, soit le calcul de la prime de risque de marché et le calcul du beta.

ii) Le désaccord au sujet du calcul de la prime de risque de marché :

Comme nous l'avons vu, le Dr. Morin évalue que, selon son analyse des données historiques, la prime de risque du marché s'élève à 6,50% alors que, pour le Dr. Waters, celle-ci s'élève plutôt à 4,50%.

En examinant de près les expertises produites de part et d'autre, on peut d'abord constater que les deux (2) experts n'ont pas utilisé exactement les mêmes études historiques analysant le comportement du marché des actions par rapport à celui des obligations à long terme. Dans le cas du Dr. Waters, ses sources sont énumérées à la page 38 de son expertise, pièce ACIG-2, doc. 1. Dans le cas du Dr. Morin, les sources de référence sont celles énumérées aux pages 6 à 8 de l'Appendice

B de la version anglaise de son témoignage. Compte tenu qu'il s'agit là d'un sujet assez technique qui a été peu débattu à l'audience, nous laisserons au personnel technique de la Régie le soin de déterminer si l'usage de ces sources de référence légèrement différentes résulte dans des divergences marquées au niveau des résultats.

Par ailleurs, la différence majeure qui a davantage été discutée lors des audiences est la moyenne qui a été utilisée aux fins d'analyser les données historiques. Ainsi, dans le cas du Dr. Morin, on préconise une **moyenne arithmétique**. Le Dr. Waters, quant à lui, recommande plutôt l'usage de la **moyenne géométrique**. Les raisons précises pour lesquelles le Dr. Waters préconise plutôt une moyenne géométrique sont celles relatées à l'Appendice VIII de son témoignage écrit, pièce ACIG-2, doc. 1. Encore une fois, il faut convenir qu'il s'agit là d'un sujet très technique à l'égard duquel il est difficile pour les procureurs de se prononcer sans risquer de commettre une erreur.

Encore une fois, l'ACIG préfère s'en remettre aux analyses qui seront effectuées par le personnel technique de la Régie aux fins de déterminer laquelle des deux (2) moyennes est la plus appropriée dans les circonstances. À l'appui de la méthode préconisée par son expert, l'ACIG croit cependant opportun de souligner les arguments suivants :

- 1° On ne saurait douter du fait que le Dr. Waters a un curriculum vitae fort impressionnant et que, ne serait-ce que pour avoir témoigné plus de 120 fois devant des organismes de réglementation, on doit accorder une certaine autorité à son opinion lorsqu'il suggère, avec de nombreux arguments techniques à l'appui, qu'on devrait plutôt utiliser la moyenne géométrique. Les explications techniques contenues dans l'Appendice VIII de son témoignage écrit sont certainement plus détaillées que les ouvrages théoriques généraux auxquels le Dr. Morin nous a référés pendant sa déposition.

- 2° Les données apparaissant au tableau #4 de son témoignage (mis à jour au 13 octobre 1998, selon la pièce ACIG-2, doc. 3), indiquent que l'évaluation de la prime de marché que l'on retrouve majoritairement dans les décisions des autres organismes de réglementation au Canada se situe autour de 4,5% à 5,00%, ce qui se rapproche beaucoup plus de son évaluation que de celle du Dr. Morin. Parmi les autorités dignes de mention à ce chapitre, il y a certainement l'importante décision RH-2-94 ou, après avoir entendu un grand nombre d'experts dont, entre autres, les Dr. Morin et Waters, l'Office National de l'Énergie en est arrivé à une évaluation de l'ordre de 4,5% à 5,00%. Voir la décision RH-2-94, page 6 :

«The Board is of the view that the equity risk premium for the market as a whole in 450 to 500 basis points. In arriving at this conclusion, the Board gives some weight to the concept of "purchasing power risk" or "maturity risk" but acknowledges that specific quantification of this factor is lacking. The Board gave relatively less weight to the US equity risk premium data than to the equivalent Canadian data.»

- 3° Alors que le Dr. Morin s'est contenté de citer des ouvrages théoriques (incluant le sien) dont l'application déborde parfois celui des utilités publiques réglementées, le Dr. Waters, quant à lui, a pu citer au moins une autorité réglementaire qui s'est prononcée expressément sur l'usage de la moyenne géométrique. Il s'agit de la décision #98-2 rendue par le C.R.T.C. en date du 5 mars 1998 dont on retrouve un exemplaire à l'onglet 2 des engagements du Dr. Waters, pièce ACIG-2, doc. 3 (à l'item 213) :

«In the Commission's view, the use of arithmetically-averaged risk premiums would, on its own, tend to over estimate a market risk premium for any of the telephone companies. For an investor with a multi-period investment horizon, the Commission considers it more appropriate to rely on the geometric mean of the historical risk premium.»

iii) Les divergences au sujet du beta :

Une fois établie la prime de risque du marché de l'équité par rapport au marché obligataire, la seconde étape de l'analyse consiste à mesurer le comportement des utilités publiques par rapport à celui du marché en général. Il est bien connu en effet que, d'une manière générale, les entreprises d'utilités publiques présentent un profil de risque inférieur à celles du marché en général et que, par voie de conséquence, leurs titres ont tendance à être moins volatiles que la moyenne du marché. Le problème réside évidemment à quantifier précisément la mesure de cette volatilité moins élevée par rapport au marché.

Du côté du Dr. Morin, on retrouve cette analyse aux pages 3 à 6 de la version anglaise de son témoignage sous la rubrique «*Beta estimates*». Comme indiqué aux pages 3 et 4 de ce passage de sa preuve, le Dr. Morin propose d'utiliser un beta ajusté pour refléter une prétendue tendance des coefficients beta à se rapprocher de la moyenne du marché (1,00) avec le temps.

On retrouve une analyse équivalente aux pages 39 à 44 de l'expertise du Dr. Waters sous la rubrique «*Comparative risk analysis*». Bien que le Dr. Waters n'utilise pas expressément l'expression «*beta*» aux fins de son analyse, le but de l'exercice est essentiellement le même, soit d'étudier le comportement d'un groupe de «*Lowest risk utilities*» par rapport au marché en général. Les conclusions auxquelles il en arrive sont relatées comme suit aux pages 40 et 41 de son expertise :

«Q: How is the "lowest risk utilities" group defined?

A: It consists of the ten lowest risk utilities. The companies comprising the group together with their values and ranks on each of the five risk measures and their composite rank are listed in Table 8.

Q: What are your estimates of the relative risk of the lowest risk utilities group?

A: I have concluded that the risk exposure of the lowest risk utilities group is no more than one-half that the equity market as a whole. This conclusion is based on the relative risk values shown in Table 7C (the highest of which is only 0.54) with due allowance for the approximations inherent in any statistical analysis of historical data.»

C'est donc à dire qu'au terme de son analyse, le Dr. Waters en arrive à la conclusion que les titres de son «*Lowest risk utilities group*» sont deux fois moins volatiles que le marché en général ce qui, en l'absence d'un quelconque ajustement, équivaut à un beta brut de l'ordre de 0,50. Lors de son témoignage à l'audience du 28 octobre 1998, le Dr. Waters a expliqué comme suit les motifs de son désaccord avec le Dr. Morin sur ce point en particulier (aux pages 43 à 45) :

«Q. Now, another difference between your approach and Dr. Morin's approach is the beta values. He suggests an adjusted beta, so to speak...

A. Yes.

Q. ... of the order of zero point sixty-five (0.65), and you rather suggest a beta of zero point five (0,5)?

A. We are not as far apart as those two figures might suggest. But let me also make a comment on the matter of measuring the relative risk of a utility. The beta value is certainly a very strong indicator of relative risk, but it is not the only indicator, and sometimes, because the estimates are based on observed changes in stock prices, they are not necessarily representative of the true value for that company's situation. You can't see that true value, it is unobservable, you have to estimate it from something.

So, the use of other risk measures, I believe, is appropriate, and I have used five in my analysis, all of which confirm that a relative risk value, in the order of point five (0,5), is reasonable. The bias that the adjustment process attempts to correct for is applied by the users of such processes on what I will call a global basis, they apply

it to each and every stock that they are interested in without any consideration of whether or not the circumstances of the stock itself warrant, where it otherwise would be located by looking at the historical information only.

And the reason for that, it is because there are thousands of securities, and if you are Merrill Lynch or Value Line, you don't want to be looking at each and every one with a microscope because it is expensive.

And so, economizing on analyst time is an important thing to do. But when I am doing a regulatory case, I have lots of time to look at the data that I am using, especially if I am looking at the low-risk utilities and the low-risk non-utilities, I only have forty (40) or fifty (50) which I have established on the basis of a broader analysis using two hundred plus (200+) companies.

And to examine the stability of their beta values from one period to the next is not a hard thing to do. And I have done that in my testimony, and I conclude that those observed beta values, when they are used as a group, not for any one utility, but when they are used as what I call a "portfolio" of low-risk utilities, they display very, very substantial stability.

So, I conclude from this empirical analysis, which is restricted to a very narrow set of securities, which happened to be the ones that are most relevant to us, then there is no need to make the adjustment, in my view. But I might say also that, in terms of comparing Dr. Morin's value to mine, that Dr. Morin includes, I believe, in his point six five (.65) the adjustment for flotation costs and any other considerations that require an increment to the investors required rate of return.

And I have also included such an increment which is twenty-five (25) to fifty (50) basis points. And when that is included along with the formerly identified risk premium for Gaz Métro, I have a range which is point five six (.56) to point six one (.61) for my relative risk value. So, you can see that when we make the comparison on an equal basis, there is not quite as much of a differential as at first blush might appear. So, the big difference really is in the assumption or conclusion as to the appropriate amount of the equity risk premium for the market as a whole.»

Comme indiqué dans ce passage du témoignage du Dr. Waters, c'est donc essentiellement en raison d'une analyse plus poussée du comportement des utilités publiques selon cinq (5) mesures de risques que le Dr. Waters en arrive à la conclusion que celles-ci sont deux fois moins volatiles que le marché en général. Cependant, et comme il le souligne bien à la fin de sa réponse, l'ajout d'un coussin de sécurité de l'ordre de 25 à 50 points de base fait en sorte que le résultat ultime de son beta est une fourchette de 0,56 à 0,61, ce qui, en bout de ligne est assez près du beta ajusté de 0,65 proposé par le Dr. Morin.

C'est donc à dire que la différence majeure entre l'approche du Dr. Waters par rapport à celle du Dr. Morin réside dans l'évaluation de la prime de risque de marché qu'il évalue à 4,50% par rapport au chiffre de 6,50% du Dr. Morin. Or, et comme nous l'avons vu ci-dessus, cette évaluation du Dr. Waters est beaucoup plus compatible avec celle effectuée par la majorité des organismes de réglementation, à commencer par l'Office National de l'Énergie dans l'importante décision RH-2-94.

g) La tendance à la baisse dans les taux de rendement :

À la page 7 de son témoignage écrit, pièce SCGM-15, doc. 2, le Dr. Morin suggère que le taux de rendement qu'il recommande (maintenant révisé à 10,47% sur la base de taux à long terme de 5,75%) «... *is consistent with currently allowed ROEs in the Canadian Gas Distribution Industry, as shown in the Table below. Allowed returns, while certainly not a precise indication of a company's cost of equity capital, are nevertheless important determinants of investor growth perceptions and investor expected returns. They also serve to provide some perspective on the validity and reasonableness of my recommendation. The average allowed ROE from these relatively current decisions is 10.6%, which is exactly equal to my recommendation. Given that the economic circumstances underlining those recent Board decisions are reasonably*

similar to current capital market circumstances, my recommendation of 10.57% (maintenant révisée à 10.47%) is reasonable and even conservative».

L'ACIG est fortement en désaccord avec l'affirmation du Dr. Morin à l'effet que les conditions de marché qui prévalaient au moment où les décisions qu'il cite ont été rendues sont les mêmes que celles qui prévalent aujourd'hui, notamment en ce qui a trait au taux d'intérêt à long terme sous-jacent au taux de rendement accordé. Ainsi, dans la pièce SCGM-15, doc. 2.5 produite en réponse à une question du Dr. Waters lui demandant de préciser la date des neuf (9) décisions en question de même que le taux d'intérêt à long terme sous-jacent à chacune, le Dr. Morin est revenu avec une liste de quatorze (14) décisions démontrant que, pour la quasi-totalité d'entre-elles, les taux d'intérêt qui prévalaient étaient nettement plus élevées que le taux actuel de 5,75%.

On retrouvera sous pli, comme **Annexe C**, une version révisée de cette pièce SCGM-15, doc. 2.5, montrant les résultats auxquels on parviendrait si les mêmes décisions avaient été rendues sur la base du taux d'intérêt à long terme de 5,75% qui prévaut aujourd'hui. Par souci de transparence, nous avons indiqué dans des colonnes séparées les résultats auxquels on parviendrait selon qu'on utilise la formule d'ajustement de 0,75 recommandée par le Dr. Morin ou la formule d'ajustement de 1,00 recommandée par le Dr. Waters.

Comme on pourra le constater, la moyenne des résultats auxquels on parvient en ajustant ces décisions en fonction des taux d'intérêt d'aujourd'hui est de l'ordre de 9,76% en utilisant la formule d'ajustement du Dr. Morin et de 9,44% en utilisant la formule d'ajustement du Dr. Waters. Dans les deux (2) cas, ces résultats sont beaucoup moins élevés que la recommandation révisée du Dr. Morin pour un rendement de 10,47%.

On parvient à des résultats encore moins élevés si on ajuste les quatre (4) dernières décisions de la Régie en fonction du taux d'intérêt de 5,75% qui prévaut aujourd'hui. On se souviendra en effet que, lors du contre-interrogatoire du Dr. Morin par le soussigné à l'audience du 27 octobre 1998, les résultats auxquels nous sommes parvenus en ajustant les décisions passées en fonction du taux d'intérêt actuel de 5,75% (selon la formule d'ajustement de 0,75 recommandée par le Dr. Morin) sont les suivants :

- D-94-65 : 9,56%
- D-95-54 : 9,64%
- D-96-31 : 9,61 %
- D-97-27 : 9,625%

Pour le détail des calculs effectués en cours d'audience pour en arriver à ces résultats, voir T.S., vol. 4, p. 187 à 190.

Encore une fois, signalons que ces décisions passées, bien que produisant des taux de rendement beaucoup plus bas que celui recommandé par le Dr. Morin, n'ont pas été perçus négativement par les milieux financiers. Bien au contraire, SCGM elle-même, dans la conclusion de son document de présentation à CBRS, pièce SCGM-14, doc. 1.9a), conclut que ces taux de rendement étaient raisonnables compte tenu des taux d'intérêt à long terme qui prévalaient à l'époque (à la page 36) :

«Ability to repay capital and refinance when required as a result of an adequate capital structure and fair rate of return given the prevailing interest rates.»

Pour conclure sur ce point, l'ACIG est d'avis que la tendance la plus récente dans les ordonnances de taux de rendement est nettement à la baisse et que, vu sous cet angle, elle reflète tout simplement l'évolution à la baisse des taux d'intérêt.

Notons que l'ACIG n'utilise pas les chiffres mentionnés ci-dessus comme recommandation mais bien plutôt comme illustration du fait que, compte tenu de l'évolution à la baisse des taux d'intérêt par rapport aux années antérieures, l'ordonnance de cette année devrait comporter une baisse significative par rapport au taux de rendement accordé l'an dernier. Il ne faut pas perdre de vue en effet que le taux d'intérêt prévisionnel à long terme de 5,75% qui est utilisé pour l'année-témoin comporte une baisse de 1,50% par rapport au taux prévisionnel de 7,25% qui a été utilisé l'an dernier au soutien du rendement de 10,75% accordé dans la décision D-97-27.

h) La capacité de payer les usagers :

De l'avis de l'ACIG, la réduction du taux de rendement accordé à Gaz Métro est d'autant plus justifiée lorsque l'on considère un autre critère important, soit celui de la capacité de payer des usagers. On ne répétera jamais assez qu'un seul point de pourcentage sur le rendement de l'avoir net représente plus de 10 millions \$ sur les tarifs de Gaz Métro : voilà donc une avenue relativement facile pour réaliser des économies substantielles susceptibles de se répercuter sur plusieurs années.

En effet, le respect de la capacité de payer des usagers et l'objectif de réduction du coût de service de Gaz Métro sont des critères qui ont été expressément retenus par la Régie l'an dernier pour justifier l'octroi à Gaz Métro d'une prime de risque implicite inférieure à celle de certains distributeurs ontariens, et cela malgré le risque global légèrement supérieur de Gaz Métro. À preuve, le passage suivant de la décision D-97-27 (à la page 7) :

«À cet égard, la Régie croit utile de rappeler à la requérante ses conclusions sur la comparaison du risque global de SCGM avec celui d'autres distributeurs énumérées à D-96-31

«La Régie est d'avis qu'il est très difficile de comparer le risque global de SCGM avec celui des autres distributeurs canadiens et encore plus des distributeurs américains dont plusieurs sont également distributeurs d'électricité. Il aurait fallu, pour que la comparaison soit la plus pure possible, que l'on compare SCGM avec un ou plusieurs qui ont le même profil d'affaires.

Il est évident que l'utilisation de différents distributeurs selon les éléments que l'on compare démontre qu'il n'existe pas de distributeurs canadiens qui ont un profil d'affaires homogène, même si leurs activités sont similaires.

Bien que la comparaison avec les autres distributeurs canadiens soit intéressante pour démontrer qu'ils évoluent dans un environnement similaire, la Régie est d'avis qu'il faut être prudent dans le poids à accorder à l'ensemble de ces comparaisons.»

La Régie est toujours du même avis. D'ailleurs, les principes qui guident la Régie dans ses décisions sur le taux de rendement l'ont amenée à quelques reprises à accorder une prime de risque implicite inférieure à celle de certains distributeurs ontariens, et cela malgré le risque global légèrement supérieur de la requérante. La prime de risque implicite accordée dans le dossier tarifaire de l'an dernier en est un exemple.

Il est bon de rappeler ces principes qui ont guidé la Régie dans le passé dans l'octroi du taux de rendement, à savoir :

- *respecter la capacité de payer les usagers;*
- *éviter toute augmentation du coût de service et le réduire, si possible;*
- *maintenir l'équilibre financier du distributeur;*
- *répondre aux attentes des investisseurs;*
- *autoriser un taux de rendement juste et raisonnable sur l'avoir des sociétaires.*

La Régie est d'avis que ces principes sont toujours valables et les applique dans le présent dossier, d'autant plus que leur application n'a pas empêché les maisons de notations de maintenir les cotes élevées de crédit à la Société, et n'a pas empêché celle-ci de se développer. Il faut donc conclure que les taux de rendement accordés étaient raisonnables et répondaient de façon adéquate aux attentes des investisseurs.»

En appliquant ces principes dans un contexte où il paraît difficile de réduire le coût de service de Gaz Métro par d'autres moyens (augmentation importante des ventes ou réduction des dépenses d'exploitation et d'immobilisation), l'ACIG soumet

respectueusement que le respect de la capacité de payer des usagers et l'objectif de réduction du coût de service du distributeur constituent autant de justifications pour accorder à Gaz Métro une prime de risque légèrement inférieure malgré son profil de risque légèrement supérieur à celui, par exemple, de Consumers en Ontario. Pour conclure sur ce point, l'ACIG tient à rappeler que la recommandation de son expert, le Dr. William R. Waters, quant au taux de rendement, ne compromet aucunement l'intégrité financière de Gaz Métro puisqu'elle permet de maintenir les principaux ratios financiers (couverture des intérêts et rapport des liquidités sur la dette) qui sont requis pour une cote de crédit **A élevée**.

3. La formule d'ajustement automatique du taux de rendement :

Comme indiqué dans son introduction ci-dessus sur la question du coût en capital et du taux de rendement, l'ACIG ne s'oppose pas à l'instauration d'un mécanisme automatique d'ajustement du taux de rendement pour refléter les fluctuations dans les taux d'intérêt à long terme.

L'expert de l'ACIG est toutefois en désaccord avec le Dr. Morin quant aux modalités de ce mécanisme d'ajustement et aux conditions de marché qui justifieraient la tenue de nouvelles audiences pour réévaluer le rendement de Gaz Métro.

a) Le désaccord quant à la formule d'ajustement proposée :

Comme on l'a vu, le Dr. Morin propose une formule d'ajustement selon laquelle le taux de rendement serait ajusté à la hausse ou à la baisse selon un rapport de 0,75 pour toute fluctuation dans les taux d'intérêt à long terme. Pour prendre un exemple facile, ceci signifie que le taux de rendement augmenterait de 75 points de base pour chaque augmentation de 100 points de base dans les taux d'intérêt.

Le Dr. Waters, pour sa part, suggère plutôt un ajustement de 1 pour 1, ce qui signifie, en pratique, que le taux de rendement augmenterait de 100 points de base pour chaque augmentation de 100 points dans les taux d'intérêt à long terme. La formule du Dr. Waters est donc moins avantageuse pour la compagnie lorsqu'il y a réduction des taux d'intérêt par rapport à ceux de l'année précédente, comme c'est le cas cette année. Toutefois, et comme le souligne bien le Dr. Waters dans le passage suivant de son expertise, l'inverse est aussi vrai (ACIG-2, doc. 1, p. 4) :

«At the current level of interest rates, the likelihood of a substantial increase in interest rates, while remote, is greater than the likelihood of a substantial decline in interest rates. My recommendation of a one-for-one adjustment is therefore favourable to Gaz Métro's shareholders.»

Encore une fois, le choix entre ces deux (2) méthodes d'ajustement est une question fort technique à l'égard de laquelle il est difficile pour les procureurs de se prononcer en toute connaissance de cause. L'ACIG a toutefois noté que la formule maintenant recommandée par le Dr. Morin comporte un changement par rapport à ce qu'il avait recommandé à l'ONE dans le cadre des audiences qui ont mené à la décision RH-2-94 alors que celle préconisée par le Dr. Waters est conforme à ce qu'il avait recommandé à l'époque. Pour s'en convaincre, il suffit de consulter les pages 28 à 30 de cette décision RH-2-94 dont on retrouve un exemplaire complet à l'onglet 5 du témoignage de Monsieur Hugh W. Johnson, pièce ACIG-1, doc. 1.

De l'avis de l'ACIG, il semblerait que le Dr. Morin ait finalement décidé de se ranger à une formule d'ajustement conforme à ce qui a été décidé par l'ONE dans la décision RH-2-94 et qui a été suivie par certains autres organismes de réglementation par la suite. Le Dr. Waters, quant à lui, semble plutôt préférer maintenir une formule fondée sur son évaluation professionnelle du comportement des primes de risque par rapport aux taux d'intérêt, comme en fait foi l'analyse détaillée contenue aux pages 25 et suivantes de son expertise, pièce ACIG-2, doc. 1.

L'ACIG, pour sa part, préfère se ranger derrière la recommandation de son expert pour les motifs énoncés dans l'expertise de ce dernier.

b) Les circonstances justifiant le réexamen du taux de rendement :

Comme indiqué à la page 35 de son expertise, pièce ACIG-2, doc. 1, sous la rubrique «*Calling of hearing*», le Dr. Waters recommande que la Régie devrait laisser tomber la formule d'ajustement automatique et réévaluer le taux de rendement de Gaz Métro advenant que les taux d'intérêt à long terme grimpent à 8% et restent à ce niveau pour une période de six (6) mois.

Le Dr. Morin, pour sa part, recommande que la formule automatique soit appliquée pour une période initiale de cinq (5) ans et que, par la suite, elle soit réévaluée par la Régie. Pendant cette période de cinq (5) ans, le Dr. Morin recommande également que le mécanisme soit réévalué si jamais les taux d'intérêt s'écartent (à la hausse ou à la baisse) de 300 points de base par rapport au taux de 6% qui prévalait au mois de mars 1998. C'est donc à dire que le taux de rendement de Gaz Métro pourrait être réévalué à la demande de la compagnie si jamais les taux d'intérêt à long terme chutaient à 3,0% ou s'ils augmentaient à 9,0%.

Encore ici, il s'agit de toute évidence d'une question relativement technique sur laquelle les analystes de la Régie devront se pencher à la lumière de ce qui a été décidé dans d'autres juridictions. L'ACIG, pour sa part, préfère l'approche de son expert, le Dr. William R. Waters, au motif que la période de cinq (5) ans recommandée par le Dr. Morin paraît arbitraire et pourrait entraîner de nouvelles audiences fort coûteuses sur le taux de rendement alors même que les conditions de marché n'auraient pas changé. Comme le Dr. Waters l'a bien expliqué lors de sa comparution devant la Régie le 28 octobre 1998, ce sont plutôt des changements au niveau des

paramètres du marché plutôt que l'écoulement d'une période de temps qui devraient justifier la réouverture de la question (T.S., vol. 5, p. 55-57) :

«M. FRANÇOIS TANGUAY :

So, what you are saying in essence, Mr. Waters, is that the time frame is not as important as the parameters, so it could be, to come along with what we were saying yesterday, it could be indefinite, not even five years, or three, or eight, and the parameters would be the time limit?

WITNESS:

A. *That would be the key, Sir, yes.*

M. FRANÇOIS TANGUAY :

O.K., thank you.

Me GUY SARAULT :

Q. *Now, speaking of parameters, I guess that Mr. Tanguay has anticipated a bit of my next question because...*

M. FRANÇOIS TANGUAY :

Sorry!

Me GUY SARAULT :

No, don't be sorry because we have the same preoccupation.

Q. *And in our discussions, I think I asked you, you say that if interest rates reach eight percent (8%), that then maybe we should reassess the entire mechanism, and my instinctive reaction as a lawyer was, you know, why eight percent (8%), why not seven (7%), why not nine (9,0%), why not ten percent (10%)? Why do we chose - sic - eight percent (8%) as being indicative of a change in economic circumstances?*

A. *Well, this is somewhat arbitrary, of course, but to move from five point two five percent (5.25%) or five point five percent (5.5%) where we are right now for long-term bonds to eight percent (8%),*

that's two and a half percent (2.5%) each point increase, and that, I believe, would involve inflation change in all likelihood into the range of three percent (3%) plus the purchasing power risk premium which would be added.

And I think, if we go from a rate of inflation of approximately one percent (1%) to three (3%), we are meaningfully changing, we are involved in a meaningfully changing economic environment. It didn't seem like much when we were at three (3%), but to get to one (1%) and stay there has been an impressive thing, and to have three (3%) or more I believe would be indicative that circumstances have changed to the worst again. But it's a judgement.»

4) Le rendement incitatif et la Phase III du dossier :

On se souviendra qu'à l'ouverture des audiences le 21 octobre 1998, Gaz Métro a suggéré de retirer la proposition relative au «*mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance*» proposée dans la section SCGM-15 pour permettre la tenue de discussions avec les intervenants.

Les conditions auxquelles Gaz Métro a proposé le retrait de cet élément du dossier sont celles relatées dans la lettre qu'adressait Me Jocelyn Allard à la Régie en date du 19 octobre 1998 dont copie est jointe à la présente argumentation comme Annexe D. L'ACIG retient particulièrement les passages suivants de cette lettre (à la page 2) :

«Par ailleurs, SCGM a pris connaissance de la preuve des intervenants ACIG et FNACQ/Option consommateur sur ce «mécanisme incitatif». Force est de constater que ces intervenants tiennent aussi, pour des raisons différentes, à reporter l'étude de ce «mécanisme» en conservant pour le moment le statu quo à cet égard. Selon eux, SCGM devrait profiter d'un tel report pour tenir des consultations avec les intervenants afin d'arriver à présenter un «mécanisme» qui ferait l'objet du plus large consensus possible.

Considérant que ce qui précède et craignant de voir l'approbation de tarifs effectifs à compter du 1^{er} octobre 1998 être retardée de façon

indue, SCGM croit maintenant opportun de proposer à la Régie de reporter dans une phase III de la présente cause tarifaire, l'étude de son «mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance». Précisons que SCGM ne rechercherait plus l'application rétroactive de ce «mécanisme incitatif» proposé, c'est-à-dire à compter du 1^{er} octobre 1998. SCGM demanderait donc le statu quo en ce qui a trait au mécanisme de rendement incitatif à appliquer jusqu'à l'issue de cette phase III.»

La position de l'ACIG sur cette demande a été relatée comme suit par le procureur soussigné à l'ouverture des audiences le 21 octobre 1998 (T.S., vol. 1, p. 68 à 70) :

«Deuxièmement, pour ce qui est de la demande formulée par Gaz Métro de reporter le rendement incitatif à une éventuelle Phase III. Bien, nous serions bien mal venus de nous objecter à ça puisque notre expert, monsieur Hugh Johnson a précisément recommandé de reporter cet élément-là du dossier afin de permettre la tenue de négociations entre Gaz Métro et les intervenants incluant bien sûr les clients de SCGM.

Cependant, nous espérons que Gaz Métro ne fait pas... ne propose pas seulement de reporter la même demande que celle qui est déjà au dossier et qu'elle est ouverte à des amendements pour refléter le résultat des négociations qui seront engagées avec les intervenants. Alors il faut que ce soit de véritables négociations où il y aura ouverture d'esprit de part et d'autre pour mener à un consensus.

Troisièmement, nous avons pris bonne note du fait que la lettre même si elle parle d'une Phase III du présent dossier tarifaire, que la lettre mentionne bien que le rendement, le mécanisme de rendement incitatif qui pourrait être approuvé à l'issue des négociations ne serait pas rétroactif au premier (1^{er}) octobre mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998).

Je pense que c'est là un aspect important parce que si, effectivement, c'est une Phase III du dossier tarifaire, il ne faut pas perdre de vue que le dossier tarifaire se veut être l'approbation des tarifs qui prendraient effet le premier (1^{er}) octobre mil neuf cent quatre-vingt-dix-huit (1998). Alors, là, il y aurait vraiment exception dans le cas du rendement incitatif.

Quatrièmement, la question des frais. Nous avons pris bonne note des propos de maître Allard dans sa lettre à l'effet que Gaz Métro considérait que les travaux qui avaient été effectués en rapport avec la proposition de rendement incitatif étaient utiles. Et qu'elle ne s'objecterait pas à ce que des frais intérimaires soient accordés par la Régie pour rembourser ce qui a été encouru par les intervenants au niveau de cet aspect du dossier.

Alors, dans notre cas en particulier, il s'agit des frais de monsieur Hugh Johnson évidemment. Mais il y a également, et je tiens à le rappeler, et je l'ai mentionné à mon collègue Jocelyn Allard au téléphone, des frais de traduction assez importants qui ont été encourus pour traduire du français à l'anglais des éléments importants de la preuve sur le rendement incitatif incluant les questions, réponses qui ont été échangées de par - sic - et d'autre pour clarifier cet aspect du dossier.

Et j'ose espérer que mon confrère Lassonde dans sa réplique saura peut-être confirmer que Gaz Métro n'a pas d'objection de principe à ce que ces frais de traduction soient inclus dans l'ordonnance intérimaire de remboursement de traduction.

LE PRÉSIDENT :

On va en parler un peu plus tard dans la journée.

Me GUY SARAULT :

O.K. Et enfin, il est possible que des frais supplémentaires soient encourus par l'ACIG pour, par exemple, solliciter le conseil, l'avis et peut-être même la participation de monsieur Johnson dans les négociations qui pourront avoir lieu sur la question du rendement incitatif. Alors, nous espérons que Gaz Métro n'a pas d'objection de principe à ce que ces frais supplémentaires qui seront encourus, en dehors de la salle d'audience, soient également recevables lorsque la Phase III sera conclue.»

Notons que la position relatée par le procureur de l'ACIG à l'ouverture des audiences est conforme à la principale recommandation que l'on retrouve à la page 2 de l'expertise de Monsieur Johnson qui a été déposée relativement à la proposition de rendement incitatif (ACIG-1, doc. 1, p. 2) :

«Q5: What conclusions have you reached in this evidence?»

A: The existing methodology used with respect to SCGM has a number of shortcomings, however, it could be continued as an interim or stopgap measure until a broader consensus based incentive mechanism could be achieved.

The proposed mechanism of SCGM is seriously flawed and should not be adopted.

The Régie should direct SCGM and the stakeholders to commence discussions in order to arrive at an incentive mechanism that meets the goals and objectives of all the stakeholders.»

D'autre part, l'ACIG a pris bonne note de la demande formulée par la Régie à l'occasion de l'audience du 6 novembre 1998 à l'effet que notre argumentation finale relate nos suggestions quant à l'approche à utiliser dans la **Phase III** du dossier. Voir T.S., vol. 3, p. 13-14.

Sur ce point, la position de l'ACIG est bien simple : comme indiqué dans les représentations du soussigné à l'ouverture des audiences le 21 octobre dernier, le report du mécanisme incitatif à une **Phase III** du dossier signifie implicitement que Gaz Métro est disposée à modifier sa demande de façon significative pour refléter le résultat des négociations qui seront engagées avec les intervenants.

De l'avis de l'ACIG, le meilleur moyen pour atteindre cet objectif serait de constituer un groupe de travail (*task force*) composé de représentants des divers intervenants dont le mandat serait de formuler une recommandation conjointe à la Régie dans le cadre d'audiences à être tenues pour la **Phase III** du dossier.

De façon à permettre des rencontres de travail tout aussi productives que possible, l'ACIG soumet que la composition du groupe de travail devrait être limitée

à un seul représentant par intervenant. Le choix du représentant de chaque partie devrait être laissé à l'entière discrétion de chaque intervenant et ne devrait pas comporter de restriction de quelque nature.

Dans le cas de l'ACIG, il a été résolu de désigner le procureur soussigné comme son représentant pour les fins de ces négociations. En effet, compte tenu de la familiarité du soussigné avec les enjeux de la proposition et du fait que plusieurs représentants de l'ACIG, y compris son Directeur exécutif, Monsieur Peter Fournier, et son expert, Monsieur Hugh Johnson, ne comprennent pas très bien le français, l'ACIG considère que le choix du soussigné est le plus approprié dans les circonstances. Il va toutefois sans dire que le procureur soussigné ferait périodiquement rapport à ses principaux et solliciterait, au besoin, les commentaires de l'expert de l'ACIG, Monsieur Hugh Johnson.

De façon à assurer un bon suivi des rencontres du groupe de travail auprès de la Régie, l'ACIG suggère ce qui suit :

- a) Un représentant de la Régie devrait assister aux rencontres à titre d'observateur;
- b) Un procès-verbal de toutes les rencontres devraient être préparé par Gaz Métro et circulé auprès de tous les intervenants, incluant la Régie;
- c) Des rapports périodiques annexant les documents de travail échangés de part et d'autre devraient être adressés régulièrement à la Régie avec copie à tous les intervenants. L'ACIG est toutefois d'accord à ce que seule la version finale du document de travail faisant l'objet d'un consensus entre les parties puisse être utilisée en preuve lors des audiences relatives à une éventuelle Phase III.

Compte tenu que ces rencontres de travail auront pour objectif de simplifier et raccourcir les audiences de la Phase III, l'ACIG croit qu'il serait équitable que les participants aient droit au remboursement des frais raisonnables qu'ils devront encourir pour leur participation à ces négociations.

Côté échéancier, le groupe de travail devra avoir pour objectif de compléter ses travaux à l'intérieur d'un délai permettant l'entrée du nouveau mécanisme incitatif à compter de l'année-témoin débutant le **1^{er} octobre 1999**.

Vu sous cet angle, on pourrait concevoir que l'audience portant sur la proposition conjointe émanant du groupe de travail pourrait être tenue non pas comme Phase III du présent dossier, mais bien plutôt comme partie des principes tarifaires à être débattus dans le cadre de la cause tarifaire de l'année prochaine. Cela nous semble plus logique compte tenu que Gaz Métro elle-même est opposée à l'application rétroactive du nouveau mécanisme incitatif à compter du **1^{er} octobre 1998**. Voir le passage ci-dessus de la lettre de Me Allard du 19 octobre 1998, **Annexe D**.

De façon à éviter tout malentendu quant à la portée du consensus à être déposé à la Régie, tous les participants qui appuieront le nouveau mécanisme proposé devraient signer formellement le document pour témoigner de leur acceptation. Cependant, compte tenu des dissensions possibles et de la mission de protection d'intérêt public qui incombe à la Régie, l'ACIG tient pour acquis que la Régie ne sera pas liée par tout consensus à intervenir.

D. ALLOCATION DU COÛT DE SERVICE ET GRILLE TARIFAIRE :

Comme indiqué aux pièces SCGM-17, doc. 2 et doc. 3 mises à jour au 16 octobre 1998, la proposition révisée de Gaz Métro au niveau de la grille tarifaire prévoit des augmentations moyennes de l'ordre de 0,9% et 1,6% respectivement pour

les tarifs 4 et 5 qui sont les deux (2) catégories tarifaires auxquelles appartiennent la quasi-totalité des membres de l'ACIG.

Dans le cas particulier du tarif 5, la pièce SCGM-17, doc. 1, p. 3 indique que l'augmentation moyenne légèrement supérieure qui est proposée pour cette catégorie a pour objectif de «... *tenir compte des modifications à l'étude d'allocation du coût de service où on observe que le tarif 5 est interfinancé*».

Effectivement, si on consulte le sommaire corporatif de l'étude d'allocation du coût de service (budget 1997-98) déposé comme pièce SCGM-17, doc. 10, on peut constater que le tarif 5 bénéficie d'un interfinancement de 7,4 millions \$ et qu'il ne génère qu'un rendement de 4,80% sur la base de tarification par rapport au rendement moyen de 9,04%.

Bien que l'ACIG ne conteste pas la justesse de ces résultats non plus que l'interprétation proposée par Gaz Métro quant à la nouvelle méthodologie du coût de service approuvée dans la décision D-97-47, la preuve entendue à l'audience a démontré que ce sont avant tout les rabais importants accordés aux clients du tarif 5 qui constituent la cause principale de cet interfinancement. En effet, si on consulte la ligne 9 du tableau sommaire produit comme pièce SCGM-17, doc. 10, on constate que des revenus unitaires de l'ordre de 4,960 ¢/m³ sont attribués au tarif 5 par rapport à des coûts unitaires de l'ordre de 5,282 ¢/m³. Lors de leur contre-interrogatoire à l'audience du 6 novembre 1998, les témoins de Gaz Métro ont confirmé que le chiffre de 4,960 ¢/m³ représente les revenus projetés en fonction de l'usage projeté des réductions disponibles au tarif 5. On nous a de plus confirmé que l'augmentation supérieure proposée pour cette catégorie vise notamment à corriger l'interfinancement (aux p. 58 à 61) :

*«Q. Je prends l'exemple de la pièce SCGM-17, document 1.9, page 3.
Or, à la ligne 9, colonne 5, pour le tarif 5, là, on voit des revenus de*

transport et distribution de quatre virgule neuf six sous (4,96 ¢) par mètre cube. Ce sont des revenus projetés en fonction de l'usage projeté des réductions disponibles au tarif?

- R. *Exactement. Si vous allez dans la cause tarifaire de l'année passée, vous allez retrouver que ce revenu-là correspond... Il n'est pas tout à fait identique parce que dans l'allocation du coût de service, on a la section autres revenus, qui sont les revenus pour interruptions puis les revenus des intérêts sur les clients, là, qui est un petit montant. Je ne sais pas. Il y a à peu près deux mille dollars (2 000 \$) qu'on répartit en plus des revenus générés par les clients, là. Mais, en fait, le revenu que vous trouvez là correspond à presque identiquement à ce qui est déposé finalement dans les pièces de revenus par chacun des clients dans chacune des causes tarifaires.*
- Q. *Et dans le budget de l'année dernière, est-ce qu'on doit comprendre que la réduction moyenne qui était prévue pour le tarif 5 était d'un ordre de grandeur comparable à celle de cette année, c'est-à-dire d'à peu près quarante-huit pour cent (48 %), là? Je vous passerai les poussières.*

MME SYLVIE DESROCHERS :

- R. *En fait, on imagine que, oui, mais on n'a pas l'information.*
- Q. *Non, non, mais c'est l'ordre de grandeur, je parle. Je vous fais grâce des détails.*
- R. *C'est probablement oui, en se rapprochant du cinquante pour cent (50 %) plus qu'en se rapprochant du zéro pour cent.*
- Q. *Est-ce que ma compréhension est bonne si je vous suggère que la justification principale pour imposer au tarif 5 une augmentation qui est légèrement supérieure à celle qui est proposée pour le tarif 4 est que, au niveau des résultats d'allocation du coût de service, le tarif 5 contribue moins que le tarif 4?*

MME LYNE MERCIER :

- R. *Oui. Alors, il y a deux éléments. C'est que, oui, on constate avec l'étude d'allocation du coût de service que le tarif 5 est interfinancé. Deuxièmement, il y a aussi le fait que la Régie nous a demandé spécifiquement de rendre le tarif 4 plus attrayant. Donc, pour rendre le tarif 4 plus attrayant, il faut peut-être diminuer un petit peu l'écart*

entre le tarif 4 et le tarif 5, parce que le tarif 5 a un prix très attrayant. Les clients quittent le 4 pour aller au tarif 5. Alors ce sont les deux éléments qui font en sorte qu'on a demandé une augmentation un peu supérieure. Le tarif 4 rencontre ses coûts. Donc, c'est le 5 qu'il faut corriger.

Q. Et, évidemment, ces revenus-là qui sont indiqués dans les divers résultats, parce qu'il y a beaucoup de tableaux d'allocation du coût de service, là, qui sont au dossier, pour le budget quatre-vingt-dix-sept, quatre-vingt-dix-huit (97-98), le chiffre de revenus, c'est toujours quatre virgule neuf six zéro cents (4,960 ¢) le mètre cube pour le tarif 5. Ça, ça ne change pas d'une étude d'allocation du coût de service à l'autre. On s'entend là-dessus?

R. Pour chacun des scénarios, ça ne change pas.

Q. Bon.

R. C'est fixe.»

Nous avons effectivement appris en cours d'audience que les clients du tarif 5 peuvent se prévaloir d'escomptes allant jusqu'à 50% du tarif affiché en considération de la combinaison des engagements suivants (voir art. 4.1 du tarif 5) :

- a) Réduction d'un maximum de 30% pour tenir compte de la durée du contrat qui peut aller jusqu'à cinq (5) ans;
- b) Réduction jusqu'à un maximum de 20% en considération d'un volume minimal contractuel pouvant correspondre jusqu'à 85% du volume projeté.

Lors de cette même journée d'audience du 6 novembre 1998, nous avons également appris des témoins de Gaz Métro que, sans ces réductions importantes dont semblent se prévaloir la quasi-totalité des clients du tarif 5, le tarif affiché serait supérieur au tarif correspondant au tarif 4, voire même au tarif 1 qui est sensé être le plus dispendieux de tous. Ceci ressort clairement de l'échange suivant entre le procureur soussigné et les témoins de Gaz Métro lors du contre-interrogatoire de ces

derniers relativement à la pièce SCGM-17, doc. 1.1 dressant la comparaison entre les tarifs de Gaz Métro et ceux de Gazifère (T.S., vol. 9, p. 47 à 51) :

«Me GUY SARAULT :

Q. *Deuxième remarque, évidemment pour le tarif 5 interruptible, vous donnez deux scénarios; il y en a un qui est calculé avec la réduction médiane, c'est celui avec un astérisque à la ligne 6. La réduction médiane est de combien en pourcentage par rapport aux tarifs affichés?*

R. *De vingt-cinq pour cent (25 %), les réductions maximales étant de cinquante pour cent (50 %).*

Q. *O.k. Alors en regardant le résultat avec la réduction médiane de vingt-cinq pour cent (25 %), on arrive à sept virgule deux un neuf (7,219) comparé à un tarif de sept virgule trois cinq cinq (7,355) pour le tarif 4.7, qui est un tarif continu donc qui n'est pas interruptible. Est-ce qu'il n'est pas exact que si j'utilisais, dans le cas du tarif 5.7, que j'utilisais non pas le tarif avec une réduction mais le tarif affiché sans réduction, que j'aboutirais à un tarif supérieur au tarif 4.7?*

MME SYLVIE DESROCHERS :

R. *Alors si effectivement vous faites la comparaison avec un coefficient d'utilisation de quatre-vingt-trois pour cent (83 %), si vous prenez le prix maximum du tarif 5, oui, il peut se retrouver au dessus du tarif 4. Et il y a même des cas extrêmes au tarif 5 où ça peut se retrouver au dessus du tarif 1, et on a soulevé ça dans notre témoignage l'année passée, ce sont les choses qu'on veut corriger progressivement et qu'à la limite, si un client au tarif 5 ne prend aucun engagement contractuel, ni en durée ni en volume, il peut se retrouver, s'il reste à l'interruptible, il peut se retrouver à payer un prix équivalent au tarif 1 ou même légèrement plus cher mais à ce moment-là, son alternative, ce serait de se faire facturer au tarif 1. Alors ça, ça a été soulevé l'année dernière, ce sont des choses qu'on veut analyser et qu'on veut corriger progressivement. Mais comme il n'y en a pas de clients en ce moment qui se retrouvent dans cette situation-là et que la majorité des clients ont une réduction quasi maximale, ce n'est pas quelque chose qui est*

observé en réalité. Mais en théorie, ça a été dénoté, ça a été soulevé et on veut effectivement l'analyser et le corriger.

- Q. En proportion, les clients du tarif 5 qui utilisent la réduction maximale, ça représente quel pourcentage des volumes ou des revenus?*

MME LYNE MERCIER :

- R. On regarde si on n'a pas l'information ici disponible.*

MME SYLVIE DESROCHERS :

- R. La réduction moyenne de l'ensemble des clients au tarif 5 est de quarante-huit virgule deux pour cent (48,2 %), dans le budget quatre-vingt-dix-huit/quatre-vingt-dix-neuf (98/99).*

- Q. Quarante-huit virgule deux pour cent (48,2 %). Et cette réduction moyenne évidemment, elle est composée de deux composantes, il y a une première réduction maximum de trente pour cent (30 %) qui est pour les contrats à long terme allant jusqu'à cinq ans; et une deuxième réduction maximum de vingt pour cent (20 %), n'est-ce pas, pour le volume minimum souscrit par le client auquel il s'engage, qui elle peut aller jusqu'à vingt pour cent (20 %)?*

- R. Pour le volume minimal contractuel, oui, qui peut aller jusqu'à vingt pour cent (20 %).*

- Q. Et pour le terme, ça peut aller jusqu'à trente (30 %)?*

- R. C'est exact.*

- Q. Et pour avoir droit à la réduction maximum de vingt pour cent (20 %) pour le volume minimum, est-ce que je comprends que le client doit s'engager à consommer, « take or pay », un volume qui est équivalent à quatre-vingt-cinq pour cent (85 %) de sa consommation?*

- R. À quatre-vingt-cinq pour cent (85 %) de son volume projeté, oui.*

- Q. Volume projeté?*

R. Parce qu'il prend un engagement quatre-vingt-cinq pour cent (85 %), il a la totalité de la réduction qui est de vingt pour cent (20 %).

Q. O.k.

R. S'il est à mi-chemin, il a la réduction à mi-chemin.

Q. Donc pour avoir droit à cette réduction maximum de vingt pour cent (20 %), le client doit s'engager à payer pour quatre-vingt-cinq pour cent (85 %) du volume qu'il prévoit consommer à ses installations, j'ai bien compris?

R. Oui, il doit prendre l'engagement de le consommer ou de le payer.

Q. De le payer. S'il ne le consomme pas, du moment qu'il le paie, c'est ça qui compte. Or la réduction moyenne étant de l'ordre de quarante-huit point deux pour cent (48,2 %), on doit comprendre que presque, une très grande majorité des clients en tarif 5 se sont engagés à des longs termes se rapprochant de cinq ans et à des volumes minimum élevés, on peut tirer cette conclusion-là?

R. C'est exact.»

De l'avis de l'ACIG, il ressort manifestement de ce qui précède que le tarif régulier qui est affiché pour le tarif 5 est tout à fait disproportionné par rapport à ce qu'il devrait être et que c'est essentiellement grâce aux escomptes qui sont offerts pour la durée du contrat et le volume minimum souscrit que les clients peuvent obtenir un taux unitaire plus avantageux que ce qu'ils paieraient pour le tarif équivalent en service continu.

Cela étant dit, il n'est pas de l'intention de l'ACIG de remettre en cause, dans le cadre du présent dossier tarifaire, la structure du tarif 5 et son interrelation avec les autres tarifs même si les témoins de Gaz Métro ont reconnu que la situation actuelle comporte des anomalies qui devront éventuellement être corrigées. Il s'agit là en effet d'un problème fort complexe dont la solution devrait faire l'objet de discussions préalables entre Gaz Métro et les clients concernés.

Il n'en demeure pas moins cependant qu'il paraît injuste d'imposer aux clients du tarif 5 une augmentation supérieure à la moyenne au motif qu'ils génèrent des revenus moindres en raison des escomptes qui leur sont accordés en considération de leur acceptation de signer des contrats à plus long terme et de souscrire des volumes minimums fort importants. Il ne faut pas perdre de vue en effet que les clients interruptibles qui acceptent de signer de tels contrats perdent la flexibilité de brûler du mazout plutôt que du gaz naturel lorsque le prix du gaz est moins avantageux, comme c'est le cas aujourd'hui. Comme on l'a vu ci-dessus, l'acceptation des clients interruptibles de signer ces contrats à long terme a pour effet de sécuriser des volumes importants qui, autrement, auraient pu être perdus à la concurrence du mazout, ce qui contribue d'autant à réduire le risque d'affaires de Gaz Métro.

Les motifs avancés pour imposer une augmentation supérieure aux clients du tarif 5 ne sont pas sans rappeler la proposition tarifaire de l'année-témoin 1996-97 (R-3351-96, Phase II) selon laquelle Gaz Métro avait demandé de récupérer prioritairement des clients interruptibles les réductions de l'ordre de 7,6 millions \$ qu'ils avaient obtenues en raison des éléments négociables de leurs contrats tels que les volumes souscrits et la durée.

L'ACIG s'était vigoureusement opposée à cette façon de procéder au motif que les clients qui s'engagent pour de plus gros volumes sur une plus longue période augmentent d'autant le risque financier associé à leurs approvisionnements gaziers, ce qui profite directement à Gaz Métro en sécurisant une partie importante de ses revenus de ventes. Pour les gros clients industriels, les escomptes qu'ils obtiennent relativement à ces éléments négociables ne constituent que la juste contrepartie du risque supplémentaire qu'ils assument.

Le passage suivant de l'argumentation écrite déposée par l'ACIG dans le cadre de ce dossier résume bien la position que l'ACIG avait fait valoir à l'époque (à la page 84) :

«Pour l'ACIG, il est aberrant que l'usage de ces aspects négociables des contrats ne fasse pas partie du processus prévisionnel de Gaz Métro, année après année, et que l'on utilise maintenant le prétendu manque à gagner en découlant comme prétexte pour justifier une augmentation tarifaire. Pour ajouter l'insulte à l'injure, on invoque non seulement ce prétexte comme justification au soutien du revenu additionnel requis mais on propose également d'en récupérer le montant de ceux-là mêmes qui ont négocié ces contrats avec Gaz Métro. Comme on doit comprendre que la nette majorité des clients industriels se sont prévalus de ces escomptes, la proposition de Gaz Métro de les récupérer de l'ensemble d'entre eux équivaut nettement à reprendre de la main gauche ce que l'on a donné de la main droite.

Pour les clients industriels, c'est maintenant le pire de deux mondes : ils se retrouvent maintenant avec des engagements supplémentaires tant au niveau des volumes que de la durée de leurs contrats sans par ailleurs profiter de la contrepartie qu'ils ont négociée de bonne foi en raison de cet engagement supplémentaire de leur part.»

Dans la décision D-96-31 qu'elle rendait en date du 9 octobre 1996, la Régie a donné raison à l'ACIG et a interdit à Gaz Métro de demander des augmentations supérieures pour récupérer le manque à gagner occasionné par les escomptes consentis à ses clients. Les passages suivants de la décision sont éloquentes à ce chapitre (à la page 74) :

«La hausse tarifaire demandée à ces clients est de 4 175 000 \$. Ce montant inclut un montant de 3 206 000 \$ ou une hausse de 3,7% visant à compenser, en partie, le manque à gagner de SCGM, suite aux réductions tarifaires accordées aux clients de ce tarif qui ont souscrit des volumes à long terme et un montant de 1 509 000 \$ attribué à l'amortissement du compte de la flexibilité tarifaire dont ont bénéficié les clients du tarif interruptible.

Or, bien que les augmentations prévues pour la récupération des coûts du programme de flexibilité tarifaire, dont ont bénéficié ces clients, soient tout à fait justifiées et équitables, il en est tout autrement quant aux augmentations découlant du manque à gagner du distributeur.

De l'avis de la Régie, cette récupération est inacceptable car ces clients ont négocié de bonne foi des ententes à long terme pour bénéficier des escomptes de tarif et se retrouveraient en contre-partie avec des engagements supplémentaires auxquels ils n'auraient peut-être pas souscrit sans ces escomptes. Il est donc injuste de permettre au distributeur de revenir chercher spécifiquement, après le fait, des escomptes consentis à ceux-là mêmes qui ont négocié de bonne foi avec lui.

De plus, cette pratique tarifaire peut devenir dangereuse car les clients en interruptible génèrent des revenus d'au-delà de 85 millions \$ et représentent 50% des volumes de la clientèle grande entreprise. Les appréhensions de CIGMA et de l'ACIG, à l'effet qu'une telle mesure pourrait amener l'abandon du gaz naturel par certains clients, sont fort plausibles compte tenu de leur capacité d'utiliser d'autres sources d'énergie en tout temps.

D'ailleurs, est-il besoin de rappeler que le distributeur considère cette clientèle très vulnérable dans l'évaluation de son risque d'affaires et qu'il a dû, par les années passées, offrir de généreux rabais à certains clients pour les maintenir au gaz naturel, craignant de perdre des volumes importants et plusieurs dizaines de millions de dollars de revenus sans l'offre de ces rabais.

Par ailleurs, la Régie partage l'avis de l'ACIG à l'effet que, lorsque le distributeur propose une grille tarifaire comportant la possibilité pour ses clients de négocier certains aspects du contrat, l'ensemble de la grille tarifaire, telle que proposée à l'origine, devrait être établie en tenant compte de la possibilité que certains clients se prévaudront des escomptes qui y sont prévus.

En conséquence, le distributeur devra limiter les augmentations du Tarif 5 au montant représentant les coûts du programme de flexibilité dont les clients ont bénéficié.»

L'ACIG soumet que la proposition tarifaire de cette année ne constitue que la présentation plus subtile de la même demande que celle qui avait formulée directement

par Gaz Métro à l'époque. L'ACIG ose espérer que la Régie maintiendra l'approche retenue dans la décision D-96-31 et qu'elle demandera à Gaz Métro de ne pas imposer des augmentations supplémentaires visant à récupérer le manque à gagner occasionné par les escomptes consentis aux clients du tarif 5.

L'ACIG reconnaît toutefois que le problème occasionné par l'existence de ces escomptes est fort complexe et que le sujet aurait intérêt à faire l'objet de discussions entre Gaz Métro et les clients concernés avant la prochaine cause tarifaire. De l'avis de l'ACIG, les négociations qui auront lieu dans le cadre de l'élaboration des nouveaux services éclatés constitueraient une bonne occasion pour discuter de ce problème.

III - CONCLUSION :

D'une manière générale, l'ACIG est désappointée du dossier tarifaire présenté par Gaz Métro cette année, en ce que :

- 1° Encore une fois, les volumes de ventes budgétés sont stagnants par rapport à ceux des années précédentes et on ne peut compter sur ce facteur pour réduire le coût de service de Gaz Métro;
- 2° Au niveau des approvisionnements gaziers, le niveau des interruptions est encore élevé et les clients doivent contracter des outils supplémentaires (volet 1b) et volet 2) pour obtenir une qualité de service comparable à celle dont ils bénéficiaient auparavant au tarif 5 régulier;
- 3° Les méthodes utilisées pour projeter le coût de la marchandise sont aléatoires et peuvent fausser les prévisions de volumes de ventes, ce qui se répercute directement sur les demandes tarifaires. Gaz Métro aurait intérêt à utiliser une méthode prévisionnelle plus objective, émanant d'institutions financières

reconnues dans le marché qui, tout en étant plus juste, enverrait un meilleur signal de prix à la clientèle;

- 4° Au niveau des dépenses d'exploitation, la proposition de Gaz Métro aurait pour effet de nous ramener après deux (2) ans seulement au même niveau que celui auquel l'entreprise était au lendemain de son programme de restructuration de 1995-96. Somme toute, les dépenses d'exploitation ont recommencé à progresser à un rythme accéléré alors même que le niveau de l'inflation est à un plancher historique;
- 5° Les dépenses d'immobilisation sont toujours à la hausse malgré les sérieuses préoccupations formulées par la Régie dans plusieurs décisions passées quant au niveau de la base de tarification;
- 6° Au niveau du coût en capital, Gaz Métro propose un taux de rendement comportant une prime de risque largement supérieure à celle accordée par la Régie au cours des récentes années et qui fait fi de critères importants comme la capacité de payer des usagers et l'objectif de réduction du coût de service;
- 7° La grille tarifaire proposée est inacceptable en ce qu'elle comporte, encore une fois, la récupération déguisée d'escomptes négociés de bonne foi avec les clients interruptibles en contrepartie d'engagements plus considérables de leur part. La grille semble également avoir abandonné les engagements pris au cours des dernières années relativement à la réduction des tarifs industriels par rapport à ceux de l'Ontario.

Somme toute, pour que l'on maintienne le cap au niveau du contrôle du coût de service de Gaz Métro et que l'on puisse espérer, un jour, assister à de véritables réductions tarifaires, il sera nécessaire, encore une fois, que la Régie impose sa

volonté et ramène le distributeur vers les objectifs qu'il s'était lui-même fixés il y a quelques années.

Nous croyons pour notre part que les mesures proposées par l'ACIG dans le présent dossier pourraient permettre de réaliser des réductions tarifaires dès cette année.

IV - FRAIS DE L'ACIG :

L'ACIG a pris bonne note des propos formulés par la Régie à la clôture des audiences le 12 novembre 1998 à l'effet de reconnaître la participation de plusieurs intervenants, dont l'ACIG, comme utile à ses délibérations conformément à l'article 36, aliéna 2 de la Loi. Voir T.S., vol. 12, p. 167.

Comme demandé par la Régie, l'ACIG entend soumettre, d'ici le 12 décembre prochain, un relevé en bonne et due forme, avec pièces justificatives à l'appui, réclamant le remboursement des frais encourus en rapport avec le présent dossier.

Comme demandé par la Régie, la demande de frais de l'ACIG sera divisée en trois (3) parties, soit :

- 1° Les frais relatifs à la Phase II comme telle (incluant le reliquat pour lequel la Régie a réservé nos droits au terme de la Phase I);
- 2° Les frais relatifs à la participation (fort limitée) de l'ACIG à la requête en irrecevabilité qui a été débattue à l'ouverture des audiences;
- 3° Les frais relatifs à l'étude du rendement incitatif jusqu'au 22 octobre 1998.

En terminant, l'ACIG tient à remercier les membres de la Régie pour leur écoute bienveillante et leur patience tout au cours de ces audiences qui se sont prolongées plus longtemps qu'à l'accoutumée et ose espérer que sa participation à cette importante cause tarifaire aura su éclairer la Régie dans ses délibérations.

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.

MONTRÉAL, le 26 novembre, 1998

(s) Heenan Blaikie

HEENAN BLAIKIE
Procureurs de l'ACIG

COPIE CONFORME

Heenan Blaikie
HEENAN BLAIKIE

Procureurs de l'ACIG

LISTE DES ANNEXES

Annexe A : Décision **D-95-44** rendue par la Régie en date du 1^{er} juin 1995

Annexe B : Communiqué de presse de Gaz Métro en date du 3 novembre 1998

Annexe C : Version révisée de la pièce SCGM-15, doc. 2.5

Annexe D: Lettre de Me Jocelyn Allard à la Régie en date du 19 octobre 1998

QUÉBEC
R-3307-94
PHASE I

A
RÉGIE DU GAZ NATUREL

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ
MÉTROPOLITAIN (SCGM)

Requérante

ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (ACIG)
MUTUAL GAS ASSOCIATION
ASSOCIATION CANADIENNE INDÉPENDANTE
DE MARKETING DE GAZ (CIGMA)
ENTREPRISE DE MARKETING WESTERN
GAZ LIMITÉE (WGML)
NOVAGAS CLEARINGHOUSE LIMITED (NCL)
RÉGIE RÉGIONALE DE LA SANTÉ ET DES
SERVICES SOCIAUX DE MONTRÉAL-CENTRE (RRSSMC)

Intervenantes

DÉCISION PARTIELLE D-95-44

1^{er} juin 1995

Tarif général de fourniture de gaz naturel

OBJET : Requête amendée pour obtenir une décision partielle
[Articles 22, 32, 34 et 60 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*, L.R.Q., c. R-8.02]

Jean-Paul Théorêt
Jean Giroux
Bernard Langevin

Régisseurs

TABLE DES MATIÈRES

1.	REQUÊTE	190
2.	PREUVE ET POSITION DES PARTIES	190
2.1	Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)	190
2.1.1	Ajustements périodiques et prospectifs du coût du gaz et du prix de référence	190
2.1.2	Ajustements rétroactifs	191
2.1.3	Ajustements dus aux inventaires	194
2.1.4	Déséquilibres financiers	197
2.2	Preuve de l'Association canadienne indépendante de marketing de gaz (CIGMA)	199
2.2.1	Méthode d'ajustement du coût du gaz	199
2.3	Preuve de Entreprise de marketing Western Gaz Limitée (WGML)	201
2.3.1	La fixation du prix de référence et l'ajustement du coût du gaz .	201
2.4	Contre-preuve de Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) ..	202
3.	PLAIDOIRIES	204
3.1	M ^e Richard Lassonde – Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)	204
3.1.1	Procédure d'ajustement périodique du prix du gaz	204
3.2	M ^e Guy Sarault – Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)	207
3.2.1	Procédure d'ajustement périodique du prix du gaz	207
3.3	M ^e Pierre Tourigny – Association canadienne indépendante de marketing de gaz (CIGMA)	211
3.4	M ^e Louis A. Leclerc – Entreprise de marketing Western Gaz Limitée (WGML)	214
3.5	M ^e Guy Pratte – Novagas Clearinghouse Limited (NCL)	218
3.6	Réplique de M ^e Richard Lassonde - Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)	220

4.	CONCLUSIONS DE LA RÉGIE	222
5.	DÉCISION	230
6.	FRAIS DES PARTICIPANTS	231

1. REQUÊTE

À la demande de la requérante, la Régie s'est prononcé de façon séquentielle sur des éléments de la requête originale ou amendée par la requérante, et a émis, à cet égard, les décisions suivantes : D-94-56, D-94-64, D-94-74, D-95-07 et D-95-16.

Dans la présente instance, SCGM demande à la Régie de statuer sur les sujets suivants :

- la procédure d'ajustement périodique du prix du gaz (GMi-12, document 2);
- la procédure d'ajustement dû aux inventaires (GMi-12, document 3);
- fixation et ajustement du prix de référence en achat-revente en conséquence de l'ajustement du prix du gaz et de l'ajustement d'inventaires (GMi-11, document 1, page 16 et GMi-12, document 2, pages 1 et 8);
- les mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente (GMi-12, document 5);
- le texte des tarifs reflétant ces modifications (GMi-11, documents 16, 16.1 et 16.2).

2. PREUVE ET POSITION DES PARTIES

2.1 Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

2.1.1 Ajustements périodiques et prospectifs du coût du gaz et du prix de référence

Selon la requérante, la situation qui existait dans les contrats précédents avec ses fournisseurs réguliers a été changée par les nouvelles ententes conclues auprès de ces derniers.

Ces nouvelles ententes ne comportent plus de portion à prix fixe, du moins pour l'ensemble de la clientèle du « Bloc A »; le prix est fixé en fonction d'un indice variant mensuellement, auquel s'ajoute une prime. Dans certains cas, la durée des ententes va au-delà d'une seule année gazière et SCGM compte de plus en plus avoir recours à des contrats d'approvisionnement qui s'échelonnent sur plus d'une année.

À cet égard, SCGM explique que, si les prix sont fixés en fonction d'indices, il n'y a aucune raison de limiter le contrat ou les ententes contractuelles à une seule année, et on doit les extensionner sur plusieurs années afin d'être en mesure de pouvoir faire profiter la clientèle des occasions de prix sur le marché à un moment précis.

De plus, les nouvelles ententes prévoient, pour la première fois, le recours aux dérivatifs financiers en vue de transformer les prix variables en des prix fixes. Quant aux dérivatifs financiers, les témoins de SCGM soumettent qu'ils sont de nature prospective, offerts pour

des durées variées pouvant, selon les besoins de l'acheteur, chevaucher les années gazières. La valeur des dérivatifs est affichée sur une base journalière; le prix varie en fonction de la période visée et s'applique exclusivement à la période et aux volumes concernés.

2.1.2 Ajustements rétroactifs

Parmi les critères qui ont été retenus par la Société pour l'élaboration de la nouvelle méthode d'ajustement périodique du coût du gaz, on note celui d'éviter toute facturation rétroactive. En effet, les témoins de SCGM soumettent que la facturation rétroactive présente des inconvénients pour la clientèle et des complications administratives pour la Société.

Inconvénients pour la clientèle

Le problème majeur constaté par SCGM est relié à l'insatisfaction de la clientèle. Selon elle, la facturation rétroactive, surtout lorsqu'il s'agit d'une somme à payer, est très mal perçue par les clients. C'est une pratique commerciale inusitée qui donne une image négative. Les clients éprouvent de la difficulté à suivre leurs coûts énergétiques et à interpréter leur facture.

Quant aux clients dont l'activité est de nature commerciale, ils éprouvent en plus, la difficulté d'établir leur prix de revient et leur prix de vente lorsqu'un des éléments est inconnu. Les budgets annuels sont ainsi difficiles à préparer et à respecter.

Complications administratives chez SCGM

Au nombre des complications administratives, SCGM mentionne, entre autres : la formation supplémentaire à fournir aux préposés du service à la clientèle; la manipulation de données et de programmes informatiques nécessaires à la mise en œuvre de la facture rétroactive; la difficulté de facturer les clients dont les comptes sont finaux et de facturer les comptes radiés.

Selon SCGM, lorsque l'on doit imputer une charge rétroactive, elle note des complications administratives et une détérioration du service à la clientèle. Elle constate une augmentation du nombre d'appels, une augmentation aussi du temps de traitement des appels et une augmentation du temps d'attente.

La Société a mis en preuve, dans la pièce GMi-11, document 25, le volume d'activités découlant des ajustements rétroactifs apparaissant sur les factures.

Cette preuve démontre pour la période du 1^{er} octobre au 23 mars 1995, suite à l'implantation de la décision D-94-72 et de sa rétroactivité ainsi que de la rétroactivité de la décision D-94-64, une augmentation de 56,09 % des activités du service à la clientèle (explications de factures, explications des tarifs) au mois de janvier 1995 par rapport à la moyenne des mois d'octobre, novembre et décembre 1994 (période au cours de laquelle il n'y a eu aucune modification à la facture).

En février 1995, la preuve démontre également une augmentation de 48,26 % suite à l'implantation d'une autre charge rétroactive due à la décision D-95-16.

SCGM constate donc que l'augmentation des appels est due aux indications spécifiques sur les rétroactivités qui imputent soit un débit ou un crédit sur les volumes antérieurs de périodes passées, et c'est ce que permet d'éviter la nouvelle méthode proposée, soumet la requérante. La nouvelle méthode proposée est donc prospective et similaire à la formule déjà soumise à la Régie, laquelle a fait l'objet de la décision D-94-01.

Nouvelle méthode d'ajustements périodiques du prix du gaz proposée

Pour la requérante, le tarif de fourniture doit refléter les coûts réels d'acquisition et les conditions prévalant dans le marché. De plus, les fluctuations importantes du tarif de fourniture doivent être évitées et, à cet égard, elle maintient la méthode prospective sur 12 mois.

La nouvelle proposition comporte cinq étapes que la requérante décrit comme suit :

- la première étant l'évaluation mensuelle du coût projeté d'acquisition moyen pour les achats projetés auprès des fournisseurs réguliers au cours des 12 prochains mois basée sur un indice de prix fiable et vérifiable, tenant compte des volumes fixés par dérivatif financier.

Néanmoins, suite aux commentaires de CIGMA quant au recours par SCGM à un indice d'un an afin d'estimer le coût mensuel d'acquisition pour le bloc de gaz correspondant à des volumes achetés à prix variables pour une période de moins d'un an, la Société accepte d'utiliser d'autres indices pour estimer le coût de ce bloc.

Les achats projetés auprès des fournisseurs réguliers comprennent plusieurs blocs de gaz dont le coût d'acquisition doit être estimé.

Bloc 1 : Prix fixe

Ce bloc correspond aux volumes dont le prix est fixe. Le prix peut avoir été fixé à l'aide de dérivatifs financiers ou par le fournisseur. Le coût d'acquisition est le coût moyen des « swaps » : soit les coûts totaux divisés par les volumes totaux échangés, auxquels on ajoute le « term factor ». Les volumes sont calculés en fonction du nombre de jours de chacun des « swaps » étant à l'intérieur de la période des 12 mois suivants.

Bloc 2 : Prix variables pour une période d'un an

Ce bloc correspond aux volumes prévus être achetés à prix variables sur une période de 12 mois, débutant à la date de l'estimation du prix de la fourniture.

L'indice de prix retenu pour cette période correspond au prix moyen obtenu, suite au sondage auprès de trois institutions financières tirées d'une liste de cinq. À ce prix moyen s'ajoute le « term factor » négocié auprès des fournisseurs réguliers.

Le prix moyen s'obtient en utilisant le prix milieu des médianes entre l'offre et la demande affichées pour les huitième, septième et sixième jours (les derniers jours où il y a les soumissions pour le bloc de gaz à venir) par les trois institutions financières sélectionnées.

Bloc 3 : Prix variables pour une période de moins d'un an

Ce bloc correspond aux volumes achetés à prix variables pour une période de moins d'un an. Compte tenu que la période couverte par un dérivatif financier peut fluctuer, il est probable que ce bloc de gaz soit constitué de plusieurs sous-blocs ayant des périodes et des prix différents. L'estimation des prix pour chacune des périodes est déterminée conformément à la méthodologie établie pour le bloc 2.

Lorsque le prix de chacune des périodes ou sous-blocs est connu, on effectue la moyenne pondérée de l'ensemble de ces prix, de manière à obtenir le prix moyen du bloc 3.

Lorsque le prix de chacun des blocs est déterminé, on effectue la moyenne pondérée afin d'obtenir l'estimation du coût projeté du gaz pour les 12 prochains mois.

SCGM présente à la pièce GMi-12, document 2 page 8 de sa preuve, l'échéancier devant être respecté, de manière à permettre à chacun des intervenants et à la Régie de prendre connaissance du prix en vigueur.

- La deuxième étape est celle du suivi mensuel entre le coût d'acquisition projeté facturé à la clientèle et le coût d'acquisition réel, afin de déterminer l'écart à remettre ou récupérer des clients; ce montant sera intégré à la troisième étape.
- La troisième étape consiste en une estimation mensuelle d'un nouveau coût d'acquisition projeté qui tient compte de la plus récente projection et du solde cumulatif d'écart à remettre ou à récupérer des clients.
- À l'étape quatre, on compare le prix obtenu à l'étape précédente avec le prix en vigueur. Si l'écart entre les deux est égal ou supérieur à 5 ¢/GJ, le tarif de fourniture/prix de référence est ajusté. Toute modification du prix de fourniture est reflétée dans la facturation cyclique du même mois (5^e jour). Le nouveau prix est utilisé pour la facturation des clients fin de mois au début du mois suivant et comme prix de référence pour le mois courant.
- Cette méthode ne prévoit aucune rétroactivité. Les écarts observés sont récupérés, si leur importance le justifie, à partir du mois suivant sur une période prospective de 12 mois. C'est la cinquième étape. En conclusion, SCGM soumet que la récupération sur les 12 mois suivants respecterait la question de génération d'abonnés.

Prix de référence

Quant au prix de référence, il sera identique au prix du gaz de réseau. Il fluctuera en fonction du prix de vente lequel est établi en fonction du prix du marché, soutient la requérante.

2.1.3 Ajustements dus aux inventaires

Le témoin de SCGM, Monsieur Pierre Despars, démontre qu'il y a un important solde accumulé de dévaluation et réévaluation d'inventaires au 1^{er} novembre 1994, incluant des écarts provenant de périodes antérieures. Le témoin explique que ce solde est principalement causé par la chute abrupte du prix du gaz et par le mécanisme d'ajustement périodique mis en place qui est peu sensible aux changements de prix du marché.

De plus, le témoin porte à l'attention de la Régie que l'achat-revente client prévoit le règlement de tout déséquilibre financier identifié à la date d'anniversaire des ententes et constate qu'il y a un dédoublement inévitable entre les inventaires et les déséquilibres financiers.

SCGM présente à la page 4 de la pièce GMi-11, document 1, les critères de base qu'elle a retenus pour élaborer les méthodes d'ajustements du prix du gaz et d'ajustements dus aux inventaires, à savoir :

- tout coût relié à la marchandise doit être reflété au tarif de fourniture et non dans le tarif de transport et distribution;
- le tarif de fourniture doit refléter les coûts réels d'acquisition de SCGM;
- le respect du principe de l'utilisateur payeur et de l'équité (profil de consommation, générations de clients);
- éviter toute facturation rétroactive;
- le tarif de fourniture et le prix de référence doivent refléter les conditions prévalant dans le marché (ne pas nuire au marché direct);
- éviter les fluctuations importantes du tarif de fourniture;
- une application simple, facile à communiquer aux clients et facile à administrer;
- une mesure transitoire pour étaler l'ajustement sur une certaine période de temps.

Procédures d'ajustements dus aux inventaires

Selon SCGM, la méthodologie proposée a pour but de permettre une récupération ou un remboursement équitable pour chacun des clients. Un ajustement aux inventaires, soit une

déévaluation ou une réévaluation, est effectué à chaque fois qu'il y a un changement du prix de la fourniture. Cet ajustement doit être récupéré ou remboursé aux clients en fonction de leur utilisation des inventaires.

La requérante souligne que l'application de cet ajustement sur la consommation courante du client permet une récupération rapide des dévaluations et réévaluations d'inventaires, en plus d'engendrer des fluctuations moins importantes du prix.

De plus, lors des audiences, le témoin Hotte spécifie que la méthode d'ajustement d'inventaires proposée s'applique à la fois aux clients en gaz réseau et à ceux en achat-revente.

Évaluation du solde des dévaluations et des réévaluations d'inventaires

À chaque fois qu'il y a un changement de prix de la fourniture, la valeur de l'inventaire est modifié afin de refléter ce nouveau prix. Cette modification de la valeur de l'inventaire est alors enregistrée au compte des dévaluations et réévaluations d'inventaires, portant rémunération, fait remarquer SCGM.

De plus, la requérante précise que tout solde de gaz non facturé à la fin d'un mois est réévalué au nouveau prix de la fourniture, et que cette réévaluation est aussi inscrite à ce compte.

Cette réévaluation de la valeur des inventaires et du gaz non facturé a lieu le premier jour de chaque mois, compte tenu que les changements du prix de la fourniture sont effectués, au besoin, le premier jour de chaque mois.

Répartition du solde du compte des dévaluations et réévaluations d'inventaires

Dans sa deuxième proposition présentée à la pièce GMi-12, document 3, SCGM suggère que la répartition soit effectuée en fonction de l'utilisation des inventaires pour chaque client ou groupe de clients. Pour les clients du Tarif 1, un taux moyen est établi en utilisant la consommation historique des 12 derniers mois de l'ensemble des clients de ce tarif, alors que pour les clients des tarifs 3, 4 et 5, l'ajustement est calculé sur une base individuelle, en utilisant la consommation historique des 12 derniers mois de chaque client.

Quant aux modalités d'application, SCGM les décrit aux pages 3 et 4 de la pièce GMi-12, document 3. Ces modalités prévoient, entre autres, les cas où des clients n'ont pas un historique de douze mois de consommation et ceux des clients passant du tarif 1 aux autres tarifs.

Évaluation des coûts de développement informatique et autres incidences des différents modes de répartition

La requérante présente, à la pièce GMi-11, document 19, les coûts de développement informatique des ajustements dus aux inventaires. Dans le cas d'un ajustement par classe tarifaire pour tous les clients, les coûts de développement informatique seraient de 84 145 \$ et le

temps de réalisation de quatre mois. Si, par contre, l'ajustement par classe tarifaire est seulement pour les clients du Tarif 1 et que pour les tarifs 3, 4 et 5 l'ajustement est par client, les coûts de développement informatique seraient alors de 116 540 \$ et le temps de réalisation de cinq mois.

Malgré certaines complications d'ordre administratif causées par des cas d'exception, SCGM conclut que l'application des ajustements par client pour les tarifs 3, 4 et 5 est faisable.

En ce qui a trait à la généralisation de l'application des ajustements dus aux inventaires sur une base individuelle aux clients du Tarif 1, SCGM est d'avis qu'elle présente plusieurs inconvénients et peu d'avantage.

Comme le montre les tableaux de la pièce GMi-11, document 29, les coûts de développement de ce mode de répartition s'élèveraient à quelque 137 000 \$ et le délai d'implantation serait de six mois.

Selon la requérante, bien que le coût de programmation ne soit pas trop élevé, cette façon de répartir l'ajustement d'inventaires aux clients du Tarif 1 entraîne des difficultés sur le plan des communications et du service à la clientèle.

À cet effet, SCGM mentionne que cette mesure toucherait quelque 145 000 clients plutôt qu'environ 1 400 clients dans les cas des tarifs 3, 4 et 5. De plus, la consommation de la majorité des clients en question est peu importante et donne donc lieu à des ajustements souvent non matériels.

La nature du Tarif 1 de transport et de distribution, selon la requérante, ne fait aucune distinction entre les clients relativement au profil de consommation individuelle. De plus, selon le témoin Jean-Pierre Noël, les clients du Tarif 1 ne se soucient pas de l'impact de leur coefficient d'utilisation ou de leur degré d'utilisation de l'inventaire dans le prix.

Mise en application

SCGM explique que le nouveau taux d'ajustement, tel que déterminé à l'étape de la répartition du solde du compte de dévaluation d'inventaires, sera intégré au tarif de fourniture, avec identification du taux par tarif sur la facture et mis en vigueur au cours du même mois. Plus précisément, ce taux est mis en application au premier cycle de facturation (5^e jour du mois) pour les clients cycliques et lors de la facturation du mois courant (début du mois suivant) pour les clients de fin de mois.

Dispositions transitoires

À la pièce GMi-11, document 22, page 2 de 3, SCGM présente l'évolution des dévaluations et réévaluations d'inventaires jusqu'au 1^{er} avril 1995. Le solde accumulé à cette date est de 27 231 000 \$ à récupérer des clients, incluant les intérêts et la dévaluation estimée au 1^{er} avril 1995.

Étant donné l'importance de la somme à être récupérée et afin de réduire l'impact auprès des clients de la mise en application du mécanisme d'ajustements dus aux inventaires, SCGM propose une période transitoire de 12 mois. Ainsi, pour la première année de mise en application, la période d'amortissement sera de 24 mois pour l'ajustement initial et réduira progressivement jusqu'à 12 mois à la fin de la première année. Par la suite, la période d'amortissement sera constante à 12 mois.

2.1.4 Déséquilibres financiers

Lors des audiences, le témoin Donald Hotte a précisé que la procédure d'ajustement dû aux inventaires, qui s'applique autant aux clients en gaz de réseau qu'en achat-revente, règle automatiquement la question des déséquilibres financiers des clients en achat-revente.

Ainsi, le règlement des déséquilibres financiers des achats-reventes doit être revu afin d'éviter tout dédoublement.

M. Despars, témoin de la requérante, explique que le dédoublement vient du fait que, si pour l'ensemble des clients on applique une dévaluation d'inventaires, les clients en achat-revente, qui ont déjà payé ou reçu un crédit pour le règlement de leurs déséquilibres financiers, vont en plus devoir absorber une partie de la dévaluation globale des inventaires.

À titre d'exemple, M. Despars mentionne que lorsqu'il y a un changement de prix, cette différence est prise en considération dans la dévaluation d'inventaires. Donc, ce montant de dévaluation qui va être récupéré correspond en fin d'année, si le volume acheté égale le volume vendu, au déséquilibre financier du client en fin de période.

De l'avis de SCGM, la façon la plus simple de résoudre le problème de dédoublement est de s'en tenir aux ajustements d'inventaires qui règlent les déséquilibres financiers.

Mesures transitoires relatives aux règlements des déséquilibres financiers en achat-revente client

Dans l'éventualité d'une décision favorable de la Régie sur la procédure d'ajustements dus aux inventaires, SCGM prévoit des mesures transitoires, compte tenu des déséquilibres financiers déjà réglés avec certains clients, conformément aux dispositions contractuelles à cet effet en achat-revente client.

À la pièce GMi-11, document 30, SCGM présente les règlements des déséquilibres financiers survenus jusqu'à maintenant, et rappelle que seuls les clients en achat-revente client sont assujettis à cette démarche.

Compte tenu que l'ajustement de 27 231 000 \$ dû aux inventaires et présenté à la pièce GMi-11, document 12, remonte à la dévaluation d'inventaires survenue le 1^{er} avril 1992, les mesures transitoires considèrent les ententes contractuelles d'achat-revente client alors en vigueur.

La requérante propose trois options à titre de mesures transitoires.

Option 1

À compter de la date d'une décision favorable de la Régie sur l'ajustement dû aux inventaires, la procédure serait appliquée (récupération de 27 231 000 \$) selon la méthodologie proposée, en faisant abstraction des montants de déséquilibres financiers déjà réglés sur une base individuelle avec les 32 clients concernés.

Cette option peut créer un certain dédoublement (dans un sens ou dans l'autre) affectant des clients en particulier, mais comporte l'avantage, selon SCGM, de ne pas avoir à récupérer des clients des sommes déjà versées conformément à l'application de la clause contractuelle. Cette récupération pourrait s'avérer très difficile en pratique.

Quant aux déséquilibres financiers découlant des contrats en vigueur à la date de la décision de la Régie, ils seraient dorénavant réglés par l'application de l'ajustement reflétant le coût des inventaires.

Option 2

À compter de la date d'une décision favorable de la Régie sur l'ajustement dû aux inventaires, la procédure serait appliquée selon la méthodologie proposée, en tenant compte des montants des déséquilibres financiers déjà réglés sur une base individuelle avec les 32 clients concernés en créditant ou débitant selon le cas, le montant de ce règlement de la charge d'inventaires qui leur est dévolue.

Cette option évite de créer des dédoublements pour les clients concernés, mais crée inévitablement des difficultés pratiques d'application pour la récupération des sommes, au-delà de la charge d'inventaires, auprès des clients concernés.

Les déséquilibres financiers découlant des contrats en vigueur à la date de la décision de la Régie, seraient dorénavant réglés par l'application de l'ajustement reflétant le coût des inventaires.

Option 3

À compter de la date d'une décision favorable de la Régie sur l'ajustement dû aux inventaires, la procédure d'ajustement serait appliquée selon la méthodologie proposée mais en ajoutant au total à récupérer de 27 231 000 \$ au 1^{er} avril 1995, les remboursements que SCGM ferait aux clients ayant préalablement payé à SCGM un montant en vertu de la clause des déséquilibres financiers de leur contrat d'achat-revente alors en vigueur.

Ainsi, selon cette option, SCGM augmenterait le compte d'ajustements d'inventaires d'une somme de 869 570 \$, représentant les montants reçus des clients en achat-revente client à titre de remboursement des déséquilibres financiers.

Cette façon de procéder viendrait neutraliser l'impact sur les clients ayant déjà payé SCGM pour le règlement d'un déséquilibre financier.

Les déséquilibres financiers découlant des contrats en vigueur à la date de la décision de la Régie seraient dorénavant réglés par l'application de l'ajustement reflétant le coût des inventaires.

À cause de sa facilité d'application, SCGM privilégie l'option 1 à titre de mesure transitoire.

Règlement des déséquilibres financiers en achat-revente parapluie

M. Normand Stevenson, témoin de la requérante, a mentionné au cours des audiences que la politique adoptée par SCGM, relativement aux achats-reventes parapluie, est de ne pas régler, par l'entremise de la clause contractuelle, les déséquilibres financiers, car cette clause n'est pas applicable.

Par contre, si certains courtiers ou fournisseurs se sentaient lésés, SCGM va prendre en considération leur réclamation, mais ce ne sera pas fait de façon systématique, de spécifier le témoin.

2.2 Preuve de l'Association canadienne indépendante de marketing de gaz (CIGMA)

2.2.1 Méthode d'ajustement du coût du gaz

Selon CIGMA, bien que la proposition de SCGM constitue une nette amélioration et évite les écueils les plus criants des méthodes précédentes, cette formule améliorée ne constitue au mieux qu'un mal rendu nécessaire par le cadre juridique et législatif existant, puisque l'exigence de refléter les coûts réels de l'article 34 de la loi, alliée aux « swaps », rend fortuite toute concordance entre le tarif de fourniture et les prix du marché.

À cet égard, CIGMA soutient que pour la période des « swaps », du 31 octobre 1995 au 31 mars 1996, se retrouve un volume important de gaz, qui n'est livrable que le 1^{er} novembre 1995 et qui ne peut pas être acheté au prix d'un an fixé pour une livraison au 1^{er} avril 1995. Le prix de ce volume important, dont les livraisons commenceront le 1^{er} novembre 1995 et continueront jusqu'au 31 mars 1996, est déjà établi par les institutions spécialisées. Présentement, ce prix augmenté du « term factor » s'établit à 1,398 \$/GJ. C'est à ce coût, qu'il faut calculer le prix des volumes « non swappés » du 1^{er} novembre 1995 au 31 mars 1996, autrement le calcul est faussé.

CIGMA demande donc à la Régie d'ordonner que soient appliqués à tout volume de gaz livrable à une date future, les prix payés dans le marché pour du gaz livrable à cette date. C'est ainsi qu'à chaque mois, le calcul tiendra toujours compte des prix spécifiques pour du gaz livrable postérieurement à la fin des diverses périodes de « swaps ».

Pour CIGMA, l'un des grands mérites de la méthode proposée est de refléter plus fidèlement et de façon non arbitraire, les coûts d'acquisition projetés pour les 12 mois à venir. Il serait navrant de fausser le tir au départ en incluant un écart provenant d'une autre méthode et soumet que l'écart accumulé au cours des cinq premiers mois de l'année de gaz pourrait facilement, puisqu'il s'agit d'une diminution de prix, être crédité rétroactivement aux clients.

Par ailleurs, CIGMA est en désaccord avec la proposition de SCGM de n'effectuer de changement que lorsque l'écart projeté, entre le taux actuel et la projection du prix d'un an dépasse le cap de 5 ¢/GJ, elle croit que ce changement doit se faire dès qu'il existe une différence qui puisse être effectivement imputée par le système de facturation du distributeur.

CIGMA soumet que la concurrence dans le marché est si féroce, les marges de manœuvre si minces, qu'un écart de 5 ¢ est beaucoup trop grand pour qu'il soit tolérable et estime que des écarts de plus ou moins 5 ¢ constituent en fait une marge de 10 ¢/GJ, alors que l'expérience dans le marché démontre qu'un client peut facilement changer de fournisseur pour aussi peu que 1 ¢/GJ.

CIGMA est d'avis que le tarif autorisé par la Régie et publié, envoie une indication dans le marché et que tout écart de plus ou moins 5 ¢ vient fausser le signal du marché.

Aux objections de SCGM à l'effet qu'il est difficile d'effectuer des changements fréquents et qu'il est préférable d'attendre pour exécuter un ajustement que l'écart soit plus grand, CIGMA rappelle que pendant plus de quatre ans, alors que les procédés informatiques n'avaient pas la capacité, ni le raffinement d'aujourd'hui, SCGM administrait sans problème de telles variations mensuelles.

Recommandations

Considérant la nécessité de refléter, dans le calcul du coût projeté du gaz, les prix du marché pour le gaz livrable à une date future; considérant que l'implantation de la nouvelle méthode dans toute sa plénitude exige un départ à zéro; considérant la concurrence féroce que les parties se livrent dans le marché, CIGMA recommande :

- que le tarif de fourniture au 1^{er} avril 1995 soit, en conséquence des calculs suggérés, établi à 1,1952 \$/GJ et qu'il soit ensuite amendé dès que l'écart projeté entre le tarif courant et la projection du prix d'un an puisse être effectivement facturé;
- que la Régie ordonne qu'à partir du début de l'application de la nouvelle méthode, si elle est acceptée, le calcul détaillé de l'évaluation du coût d'acquisition projeté et le détail des « swaps » soient déposés chaque mois à la Régie et que CIGMA reçoive copie de ces documents.

La récupération des écarts au chapitre des inventaires

CIGMA exprime son accord quant à la récupération des changements de valeur des inventaires s'échelonnant sur plus d'une année. Le caractère répétitif des ajustements et le cycle des

prix du gaz qui apparaît suivre le cycle des forages font en sorte que les ajustements tendront à s'annuler sur un horizon de deux à trois ans. CIGMA croit qu'il doit y avoir autant de changements de valeur d'inventaires qu'il y aura de changements du tarif de fourniture. La méthode proposée en est une d'ajustements constants et parallèles aux changements du tarif de fourniture qui répond à ces préoccupations.

La répartition

CIGMA supporte aussi la répartition de ces écarts en fonction du coefficient d'utilisation des abonnés, afin de respecter le principe de causalité. CIGMA croit qu'il faille attribuer individuellement au plus grand nombre d'abonnés possible, pratique et rentable de le faire, chaque changement de valeur du gaz en inventaire.

Prix de référence

D'après M. Boulanger, témoin de CIGMA, le prix de référence n'a aucune signification dans le marché, sauf celle de pouvoir gérer l'achat-revente. Le choix du consommateur entre le gaz de réseau et le gaz de la vente directe se base sur le prix de l'intervenant dans le marché en regard de celui de SCGM.

2.3 Preuve de Entreprise de marketing Western Gaz Limitée (WGML)

2.3.1 La fixation du prix de référence et l'ajustement du coût du gaz

La preuve de Western Gas Limited porte principalement sur l'impact éventuel de la méthode d'ajustement du coût du gaz proposée par SCGM sur le prix de référence en achat-revente.

WGML soumet que la proposition de SCGM de déterminer, sur une base mensuelle, son coût de la marchandise gaz et le prix de référence en achat-revente, est un pas dans la bonne direction. Toutefois, ajoute-t-elle, même si cette proposition se rapproche du reflet fidèle des prix courants sur le marché, elle ne va pas assez loin.

Selon M^e Leclerc, le problème dans le marché des achats directs est que les activités de ce marché dépendent grandement du prix de référence des achats-reventes, particulièrement dans les ententes qui permettent aux vendeurs et aux acheteurs de se partager les épargnes qu'ils réalisent entre le coût d'achat direct et le prix de référence en achat-revente.

Pour l'intervenante, le prix de référence en achat-revente doit être aussi sensible au marché que possible. Tout délai à facturer des prix sensibles au marché ou toute imprécision dans de tels prix peuvent inciter les clients, soit à s'en aller en achat direct, soit à retourner au gaz de réseau. De plus, dans certains cas, ces situations peuvent permettre à des intervenants dans le marché, ceux qui opèrent selon la formule du partage des épargnes, de faire des bénéfices inattendus.

D'après WGML, l'inclusion de la gestion du risque (dérivatifs financiers) dans le prix de référence en achat-revente doit, par définition, inévitablement faire en sorte que le prix de référence s'écarte des prix courants sur le marché.

Elle est également d'avis que le prix de référence en achat-revente ne doit suivre que les prix du marché, tels que représentés par les coûts physiques du gaz de réseau prévus aux contrats ou, de façon plus appropriée, tout autre repère de prix sensibles au marché comme des indices publiés de prix courants.

Pour WGML, le but premier du prix de référence en achat-revente est de refléter le coût du gaz de réseau évité par le distributeur. Or, selon elle, il est clair que les transactions de gestion du risque ne sont pas évitables. Une fois la transaction conclue, le distributeur s'est commis indépendamment du fait que le gaz soit acheté.

Le distributeur qui recourt à des outils de gestion du risque pour son gaz de réseau n'affecte en réalité qu'une petite portion de son approvisionnement total. Appliquer l'impact de la transaction de gestion du risque à la valorisation de la totalité de l'approvisionnement est inapproprié et a pour effet de surévaluer grossièrement les coûts et les risques inhérents à ces transactions au-delà des montants mis en cause dans la transaction, mentionne l'intervenante.

Selon WGML, il est évident que les coûts ou les avantages de la gestion du risque ne sont d'aucune façon attribuables à l'approvisionnement des fournisseurs en achat-revente, et elle soutient que l'histoire a fait la preuve que les achats-reventes augmentent quand le prix de référence est en-dessus du prix du marché et ils diminuent quand l'inverse se produit.

Si un prix « swapé » par le distributeur finit par être en-dessous du prix du marché, les clients en achat direct vont retourner au gaz de réseau. En d'autres mots, le distributeur n'est pas capable de tirer profit de sa gestion du risque par le biais de son approvisionnement en achat-revente, de souligner l'intervenante.

Recommandations

WGML propose que les résultats des transactions de gestion du risque menées par SCGM soient exclus du prix de référence. Le calcul du coût du gaz, la valorisation de l'inventaire et le prix de référence doivent être basés sur le prix physique courant payé chaque mois par celui-ci pour son gaz de réseau. Ce qui évitera, par exemple, de surévaluer la valeur de l'inventaire et maintiendra le prix de référence en achat-revente au niveau des prix du marché.

Il faut donc que l'impact de la gestion du risque soit évalué chaque mois sur la base de l'écart entre les prix obtenus par les « swaps » et les prix physiques du gaz, excluant le coût des dérivatifs financiers, et transmis exclusivement aux clients en gaz de réseau sous la forme d'un ajustement à leur coût mensuel de gaz, propose WGML.

2.4 Contre-preuve de Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

En contre-preuve, SCGM répond à la pièce GMi-12, document 1, aux arguments de WGML. En ce qui a trait à la proposition de changer mensuellement le prix de référence, SCGM soumet que les prix mensuels sont très volatils et, d'après elle, ne représentent pas, sur un horizon d'un an, les prix du marché pour le gaz de réseau ou en achat-revente.

Par ailleurs, les clients du marché désigné achèteront leur gaz en achat-revente s'ils croient que, sur un horizon de 12 mois ou plus, leurs fournisseurs peuvent leur offrir un coût moins élevé que celui du gaz de réseau, souligne la requérante.

Quant à l'exclusion des activités de gestion du risque du prix de référence, SCGM reconnaît que l'inclusion des prix fixes obtenus par des « swaps » peut contribuer, à un moment donné, à une corrélation plus faible entre le prix de référence et les prix disponibles sur le marché. Cependant, ces prix fixes constituent une partie du portefeuille de prix de SCGM et du coût de l'approvisionnement en gaz de réseau mis à la disposition des clients du marché désigné.

Par ailleurs, les prix fixes obtenus par le biais des dérivatifs financiers ne sont pas différents des prix fixes négociés directement avec les fournisseurs de gaz de réseau et devraient être traités de la même façon.

En ce qui concerne l'allégation de WGML, à l'effet que SCGM surévalue de façon flagrante les coûts et les risques inhérents à ses transactions en appliquant l'impact de la gestion du risque à tous ses achats, la requérante soutient qu'en appliquant de tels impacts à la fois au prix d'achat et au prix de vente, elle ne fait face à aucun risque ou coût additionnel.

De plus, exclure la composante prix fixe du coût de l'approvisionnement en gaz de réseau en vue de déterminer le prix de référence découplera le tarif de fourniture du gaz de réseau du prix de référence, ce qui est contraire à la décision D-94-01. De plus, l'inventaire devra être à deux prix différents, mentionne SCGM.

En ce qui a trait à la recommandation de WGML, à savoir que les clients en gaz de réseau soient facturés chaque mois le coût actuel du gaz au cours du mois et que l'impact des activités de gestion du risque soit montré à part sur la facture, SCGM soumet que les achats de gaz de réseau s'échelonnent sur 365 jours. Les écarts entre les volumes achetés et les volumes vendus sont gérés par l'inventaire et le coût du gaz de réseau doit reconnaître ce fait.

Ce serait injuste que les clients chauffage, qui se voient alloués dans leur tarif transport et distribution une plus grande proportion des coûts d'entreposage, afin de refléter le caractère saisonnier de leur consommation, paient au cours de l'hiver les coûts d'approvisionnement en gaz plus élevés, déclare SCGM.

De plus, SCGM soutient que les revenus annuels de ventes excéderont les coûts annuels du gaz, parce que les prix d'hiver sont habituellement plus élevés que les prix annuels et les ventes de gaz en hiver sont supérieures aux achats de gaz au cours de la même période.

À cet égard, SCGM rappelle que ses clients ont souvent exprimé leur préoccupation face à la volatilité des prix du gaz. Les prix d'un an évoluent de façon graduelle et font montre de moins de volatilité que les prix d'un mois. Transmettre aux clients les coûts mensuels du gaz de réseau fait du gaz naturel une source d'énergie moins attrayante et freinera la consommation du gaz au Québec.

En conclusion, SCGM soumet que la méthode proposée par WGML ne débouche pas sur une amélioration des signaux de marché lorsque comparée à sa méthode. De plus, elle cause d'autres conséquences indésirables.

Par ailleurs, le débat autour des programmes de partage des profits n'est pas significatif. SCGM ne croit pas que sa nouvelle proposition résultera en profits inattendus pour les fournisseurs de gaz en achat direct.

3. PLAIDOIRIES

3.1 M^e Richard Lassonde – Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

3.1.1 Procédure d'ajustement périodique du prix du gaz

Selon le procureur de SCGM, le seul élément relatif à la proposition qui ne rencontre pas l'assentiment des intervenants porte sur la procédure d'ajustement du coût du gaz seulement lorsqu'il y a un écart de 5 ¢/GJ ou plus.

Bien que SCGM reconnaît que la méthode d'ajustement proposée créera des écarts et ne prétend pas que sa procédure est parfaite, elle soumet que cette méthode est un compromis acceptable et nécessaire pour des raisons pratiques. L'expérience de SCGM est à l'effet que les clients ne quittent pas nécessairement le gaz de réseau pour aller en achat direct pour une différence de prix de 5 ¢/GJ, souligne M^e Lassonde.

Il rappelle, à cet égard, que la Régie avait, dans sa décision D-94-74, rejeté les mêmes arguments invoqués par les intervenantes. Il rappelle également que la pièce GMi-12, document 6 explique les raisons pratiques justifiant d'ajuster le prix du gaz seulement s'il y a un écart de 5 ¢/GJ ou plus.

Pour ces raisons, SCGM soumet que la Régie devrait accepter la méthode qu'elle propose et rejeter la demande des intervenants de procéder à l'ajustement du prix du gaz automatiquement chaque mois, peu importe l'ampleur des écarts entre le coût réel d'acquisition et le coût du gaz prévu pour les 12 prochains mois.

De plus, M^e Lassonde souligne que toutes les parties s'entendent pour qu'on évite de modifier les tarifs rétroactivement. Il rappelle, à cet égard, le témoignage antérieur (1^{er} décembre 1994) d'un client, en l'occurrence M. David Levine.

Pour sa cliente, toute formule d'ajustement du prix du gaz doit éviter les modifications rétroactives, d'autant plus que les prix de l'électricité, de l'huile, du service téléphonique et d'autres services publics ne sont pas ajustés rétroactivement, mentionne-t-il.

Selon M^e Lassonde, la formule proposée n'est pas tellement différente de celle approuvée par la décision D-94-01, puisque la nouveauté consiste à effectuer des ajustements au-delà de

l'année de gaz, et souligne que cette nouveauté permettra d'éviter les problèmes reconnus par tous, à savoir, la rétroactivité ou un ajustement substantiel du prix de fin de période contractuelle.

De plus, une fois admis que, dans le contexte d'achat à prix variables mensuellement, il est plus équitable de facturer mensuellement l'estimé du coût annuel moyen que le coût réel mensuel, ce que la Régie a reconnu dans sa décision D-94-01, nous en sommes au niveau des modalités du reflet au tarif de fourniture du coût réel du gaz sur une base annuelle, souligne M^e Lassonde.

À cet égard, la formule d'ajustement prospectif permet de refléter, au tarif de fourniture de l'ensemble des clients en gaz de réseau, le coût réel d'acquisition du gaz. Or, force est de constater, soutient M^e Lassonde, que le coût réel d'acquisition du gaz est toujours le résultat d'un coût moyen, « prix de la fourniture du gaz » ou « WACOG », et l'établissement de la moyenne ne fait que se compliquer, du fait qu'il y ait une multitude d'achats à prix variables.

Selon M^e Lassonde, les dispositions des articles 32 et 34 de la loi donnent à la Régie toute la marge de manœuvre dont elle a nécessairement besoin pour trouver la méthode appropriée pour refléter au tarif de fourniture les coûts réels encourus pour l'acquisition du gaz de réseau.

Procédure d'ajustement dû aux inventaires

M^e Lassonde rappelle que c'est pour donner suite à la demande formulée par la Régie dans sa décision D-94-74 que sa cliente présente une nouvelle procédure.

Cette nouvelle procédure modifiée suite aux réunions techniques avec les intervenantes, vise essentiellement à régler deux problèmes préalablement identifiés :

- 1- la récupération des sommes dues, au niveau du prix du gaz et non au niveau du prix de transport et distribution; et
- 2- une préoccupation d'équité, i.e. réclamer ces coûts aux clients qui utilisent l'inventaire.

Pour les raisons pratiques mentionnées à la pièce GMi-11, document 29, SCGM soumet que la méthode proposée pour l'ajustement dû aux inventaires devrait s'appliquer, tel que prévu à la pièce GMi-12, document 3, par tarif pour les clients du Tarif 1 et par client pour les clients des tarifs 3, 4 et 5 avec les mesures transitoires prévues quant à la période d'amortissement.

De plus, l'ajustement dû aux inventaires ne devrait pas faire de distinction selon la provenance du gaz (i.e. réseau ou achat-revente). La pièce GMi-11, document 28, montre les difficultés d'application d'une méthode qui tiendrait compte de la provenance du gaz, souligne M^e Lassonde.

Fixation et ajustement du prix de référence en achat-revente en conséquence de l'ajustement du prix du gaz et de l'ajustement d'inventaires

SCGM propose que le prix de référence soit le même que le prix du tarif de fourniture et qu'il soit ajusté de la même façon. Cette proposition est, selon M^e Lassonde, conforme à la décision D-94-01.

En ce qui concerne la position de WGML à l'effet que le prix de référence est déterminant dans le choix des clients de s'approvisionner au gaz de réseau ou en achat direct, M^e Lassonde soumet que cette position n'est pas la même que celle qu'elle avait prise dans la cause R-3285-93 et que cette position est également contredite par M. Luc Boulanger, témoin de CIGMA, qui déclarait que le prix de référence n'a aucune signification dans le marché, autre que de permettre de gérer l'achat-revente.

La position de SCGM et de CIGMA est à l'effet que le prix de référence n'est pas déterminant dans le choix des clients entre le gaz de réseau ou un achat direct. La différence de prix entre le tarif de fourniture du distributeur et le prix que le client peut obtenir d'un autre fournisseur est, en toute logique, le critère déterminant, et la preuve contradictoire de WGML peut amener la Régie à changer sa décision D-94-01 en dissociant le prix de référence du tarif, soutient M^e Lassonde.

Selon M^e Lassonde, en achat-revente, le client a un double statut : fournisseur et consommateur. En tant que consommateur, il bénéficie des mêmes services que tout autre consommateur; il a la même relation contractuelle avec SCGM. Dans ces circonstances, pourquoi paierait-il un prix autre que le prix du tarif de fourniture, se demande-t-il.

Si tel était le cas, la loi (article 34) ne s'appliquerait que dans un sens et non dans les deux sens, i.e. si le tarif doit être le reflet du coût réel d'acquisition (le prix de référence), ce coût, qu'on a le loisir de fixer, ne devrait-il pas être le reflet du prix du tarif de fourniture ? Pour disposer de la proposition de WGML relative au prix de référence, la Régie n'a pas à trancher ce dilemme. Les arguments ci-dessus sont suffisants, soumet M^e Lassonde.

Mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente

Pour M^e Lassonde, la preuve a démontré que le phénomène de dévaluation/réévaluation des inventaires de gaz est relié aux changements périodiques des prix. Ce phénomène existe tant en gaz de réseau qu'en achat-revente.

Selon lui, les contrats d'achat-revente comportent des dispositions qui prévoient cette éventualité. À cet égard, il soumet en annexe à sa plaidoirie copie des contrats types d'achat-revente client et parapluie.

Essentiellement, les contrats prévoient que, pour une quantité donnée de gaz acheté et vendu, le prix d'achat doit être le même que le prix de vente. Les parties au contrat

conviennent de se compenser réciproquement si le prix de référence (qui varie suivant le prix du tarif) change pendant la durée du contrat, i.e. s'il y a une différence entre le prix d'achat et de vente du gaz.

On voit que l'objectif de ces clauses contractuelles est le même en principe que celui de la formule d'ajustement d'inventaires (i.e. tenir compte des changements périodiques du prix du gaz et faire les ajustements en conséquence) tel que démontré à la pièce GMI-12, document 4, mentionne M^e Lassonde.

Si la Régie approuve la procédure d'ajustement dû aux inventaires, ces dispositions tarifaires prévaudront sur toutes stipulations contractuelles. Ceci découle de l'article 38 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*.

En d'autres termes, le texte du tarif prime sur celui du contrat. Donc, à compter de la décision de la Régie, les dispositions du tarif (i.e. la procédure d'ajustement dû aux inventaires) devront obligatoirement s'appliquer, déclare M^e Lassonde.

Par ailleurs, le solde du compte d'inventaires inclut des sommes résultant de changement de prix antérieurs à la décision, et vont être réclamées de tous les clients, mentionne M^e Lassonde. Des mesures transitoires s'imposent donc pour éviter, dans la mesure du possible, que les clients en achat-revente ou SCGM aient à payer ou reçoivent une seconde fois des sommes qui ont été payées ou reçues antérieurement à la date de la décision de la Régie en application des dispositions des contrats d'achat-revente.

Le procureur de SCGM reconnaît que les mesures transitoires proposées ne sont pas parfaites mais sont un compromis acceptable et nécessaire pour des raisons pratiques. Après réflexion et avec le bénéfice de la preuve entendue aux audiences, SCGM propose de retenir l'option 3, qui s'impose comme compromis acceptable, de conclure M^e Lassonde.

3.2 M^e Guy Sarault – Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

3.2.1 Procédure d'ajustement périodique du prix du gaz

L'écart de 5 ¢/GJ

Pour M^e Sarault, cet aspect de la proposition pourrait faire en sorte que l'écart entre le prix du tarif et le prix du marché pourrait envoyer un mauvais signal de prix dans le marché et inciter les consommateurs à passer des achats directs au gaz de réseau ou vice-versa. À cet égard, l'ACIG partage entièrement l'argument de CIGMA à l'effet que les clients peuvent prendre des décisions sur la base d'un écart de prix aussi mince que 1 ¢/GJ, ce qui est particulièrement vrai pour les marchés à gros volume dans lesquels œuvrent les membres de l'ACIG.

M^e Sarault reconnaît que le client ne prend pas sa décision sur un prix de gaz de réseau dans un mois donné mais qu'il tente de se faire une idée de l'évolution des prix au cours des 12 prochains mois.

Il souligne, à cet effet, que le tarif de fourniture affiché par SCGM correspondra justement non pas au prix ponctuel pour un mois donné, mais bien plutôt à sa propre prévision de l'évolution de son tarif au cours des 12 prochains mois. C'est là le but précis de l'exercice prévisionnel suggéré dans la méthodologie décrite à la pièce GMi-12, document 2, et rappelle sur ce point les témoignages de MM. Jean-Pierre Noël et Claude Morneau lors de l'audience du 4 avril dernier.

D'autre part, au niveau des relations avec la clientèle, il a été mis en preuve que ce sont les ajustements rétroactifs et non pas les ajustements prospectifs qui, aussi fréquents soient-ils, causent une recrudescence d'appels ou de plaintes de la part de la clientèle.

Quant aux contraintes pratiques mentionnées par SCGM de facturer un écart de moins de 5 ¢/GJ, l'ACIG est en désaccord avec cet argument puisque selon elle, la preuve a démontré que la précision du système de facturation de SCGM lui permet de facturer les variations du coût du gaz et d'ajustement d'inventaires même lorsque l'écart n'est que 1 ¢/GJ.

En conséquence, l'ACIG soumet que le coût du gaz facturé aux clients devrait être ajusté tout aussi souvent que possible pour refléter le coût réel d'acquisition projeté par l'ACIG pour les 12 prochains mois, et ce, de façon à éviter toute distorsion possible entre le tarif de fourniture et le cours réel du marché.

L'ACIG est d'avis que ce sont les forces vives du marché libre qui garantissent les meilleures conditions de prix et d'approvisionnement gazier pour ses membres. L'ACIG s'objecte donc à toute mesure qui pourrait avoir pour conséquence de restreindre ou d'autrement fausser le jeu des libres forces du marché.

L'article 34 de la Loi sur la Régie du gaz naturel

Selon M^e Sarault, l'ACIG considère que la méthode proposée par SCGM est nettement supérieure à celle découlant de la décision D-94-01 en ce qu'elle évite les problèmes sérieux de rétroactivité ou d'ajustement substantiel en fin de période qui ont été rencontrés avec cette méthode.

Néanmoins, il souligne que si l'on se fie à l'interprétation de l'article 34 de la loi retenue par la Régie à la page 20 des motifs de la décision partielle D-94-74, force est de constater que, malgré tous ses avantages, la méthode prospective proposée par Gaz Métropolitain risque toujours d'être illégale.

Par ailleurs, l'ACIG considère que, dans la mesure où les coûts d'acquisition de SCGM continueront d'être indexés et que, d'autre part, des clients continueront à s'ajouter ou à quitter le système de gaz de réseau à peu près n'importe quand pendant l'année, il y a lieu de se demander si la récupération des coûts de la « bonne génération de clients » n'est pas en train de devenir un problème académique.

L'ACIG concède d'emblée que la méthode proposée par SCGM n'est pas parfaite et qu'il est possible qu'une partie, probablement infime, des coûts des ajustements soit refilée à des consommateurs nouveaux qui étaient jusque-là étrangers à ces coûts.

Or, dans la mesure où cette situation se perpétue indéfiniment, ne peut-on pas prétendre que, même si la lettre de l'article 34 n'est pas respectée quant aux générations d'abonnés, à tout le moins, l'esprit en aura été respecté en ce qu'il y aura un roulement continuels selon lequel toutes les générations d'abonnés auront constamment à subir des ajustements en provenance du passé, soumet M^e Sarault.

À son avis, si la Régie ne partageait pas ce point de vue, il ne reste guère d'autre choix que celui de proposer au gouvernement d'amender l'article 34 de la loi au motif que celui-ci ne colle tout simplement plus à la réalité des approvisionnements gaziers.

L'ajustement de départ proposé par CIGMA

Dans la mesure où la méthode vise à refléter fidèlement les projections du marché pour les 12 prochains mois, l'ACIG partage entièrement la suggestion de CIGMA à l'effet que l'écart accumulé au cours des premiers mois de l'année 1994-1995 pourrait facilement, par exception, puisqu'il s'agit d'une diminution de prix, être crédité rétroactivement aux clients. D'ailleurs, elle rappelle que les témoins de SCGM ont affirmé ne pas avoir de problème existentiel majeur avec un tel ajustement rétroactif comme mesure intérimaire.

Procédure d'ajustement dû aux inventaires

L'ACIG partage entièrement les propositions de SCGM au niveau de la procédure d'ajustement dû aux inventaires, incluant celle à l'effet que la méthode devrait s'appliquer, comme prévu à la pièce GMi-12, document 3, par tarif pour les clients du Tarif 1 et par client pour les clients des Tarifs 3, 4 et 5, avec les mesures transitoires y prévues quant à la période d'amortissement.

L'ACIG accepte de plus les arguments avancés par SCGM quant à la quasi impossibilité de faire la distinction entre le gaz de réseau et les achats-reventes relativement à la provenance de l'ajustement dû aux inventaires et suggère en conséquence que la méthode n'en tienne pas compte.

Fixation et ajustement du prix de référence en achat-revente en conséquence de l'ajustement du prix du gaz et de l'ajustement d'inventaires

De l'avis de l'ACIG, malgré tout ce qui a pu être dit par le passé au sujet du prix de référence, il devrait être de plus en plus évident pour tous, que celui-ci n'est rien de plus qu'une fiction juridique permettant la saine gestion du système d'achat-revente.

Ceci est tellement vrai, que l'une des solutions mise de l'avant pour régler les problèmes d'ajustement du coût du gaz et d'inventaires pour les clients en achat direct serait de mettre sur pied un service de livraison à la frontière de l'Alberta (Western Bundled T-Service) qui, lorsque considéré dans ses caractéristiques essentielles, est l'équivalent d'un service d'achat-revente dont le prix de référence est égal à zéro, mentionne M^e Sarault.

Il rappelle à cet égard que, lors de leur contre-interrogatoire le 24 mars 1995, les représentants de WGML eux-mêmes ont accepté le principe à l'effet que, en autant que le client est concerné, le prix de référence est tout à fait neutre et que l'on pourrait très bien effectuer ces transactions avec un prix de référence égal à zéro.

L'ACIG soumet en conséquence que, sauf peut-être pour le client dont le prix est négocié sur la base d'un escompte par rapport au prix de référence, ce concept ne devrait avoir aucune importance dans le choix qu'effectue le client entre le gaz de réseau et le mode d'achat direct, puisque c'est plutôt sur la base de l'écart entre le tarif de fourniture affiché par le distributeur et le prix que lui offre son fournisseur ou courtier que le client arrêtera sa décision quant à l'option entre le gaz de réseau et l'achat direct.

L'ACIG ne peut, en conséquence, partager la suggestion de WGML à l'effet que le prix de référence soit différent du tarif de fourniture en ce qu'il ne tiendrait pas compte de l'effet des prix fixes résultant de l'usage des dérivatifs financiers mais exclusivement des prix payés par SCGM à ses fournisseurs de gaz. De l'avis de l'ACIG, les prix fixes résultants des « swaps » sont tout aussi réels et tangibles pour les clients de gaz de réseau que le sont les autres composantes comme le « term factor » ou encore le prix payé directement au fournisseur de gaz.

L'ACIG reconnaît qu'il est possible que des déplacements de volume entre le gaz de réseau et l'achat direct soient causés par l'influence à la hausse ou à la baisse que les transactions de « swaps » pourraient avoir sur l'évolution du prix du tarif de fourniture par rapport au cours du marché libre. L'ACIG ne comprend toutefois pas en quoi l'établissement d'un prix de référence épuré du résultat des « swaps » changerait quoi que ce soit à ce phénomène.

Mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente

L'ACIG partage entièrement l'avis de SCGM à l'effet que la nouvelle méthode proposée au niveau des ajustements d'inventaires englobe nécessairement les ajustements qui sont requis en vertu des dispositions des contrats d'achat-revente relatives aux déséquilibres financiers. Il s'ensuit nécessairement que l'entrée en vigueur de la nouvelle méthodologie proposée par SCGM aura pour effet de rendre inutiles et désuètes toutes les clauses des contrats d'achat-revente relatives aux déséquilibres financiers, souligne M^e Sarault.

À cet égard, l'ACIG partage l'avis de SCGM à l'effet que l'approbation par la Régie de la nouvelle procédure d'ajustement dû aux inventaires, sous la forme d'une nouvelle disposition tarifaire aurait pour effet de prévaloir sur toutes les stipulations des contrats présentement en vigueur. Mais, au-delà de ces mesures, l'ACIG considère qu'il serait opportun pour SCGM d'expédier aux clients en achat-revente un avis les informant de l'entrée en vigueur de cette nouvelle disposition tarifaire et des conséquences qu'elle comporte au niveau de l'applicabilité des clauses de leur contrat, relatives aux déséquilibres financiers.

Par ailleurs, compte tenu qu'il a été clairement admis par les témoins de SCGM que le montant de 27 231 000 \$ représentant le total des ajustements récupérés au 1^{er} avril 1995

englobe tous les ajustements effectués avec les clients individuels jusqu'à ce jour, la logique comptable la plus élémentaire commande que ces clients soient crédités ou débités, selon le cas, des montants des règlements déjà intervenus à même la charge d'inventaires qui leur sera imposée pour la récupération du 27 231 000 \$, déclare M^e Sarault.

L'ACIG soumet en conséquence que, même si cela pouvait déplaire à certains clients, SCGM devrait procéder selon l'option 2, quitte à expliquer comme elle devrait le faire, que la méthode de récupération des inventaires approuvée par la Régie englobe les règlements individuels effectués par le passé avec la conséquence que les ajustements nécessaires (au crédit ou au débit) doivent être effectués avec la clientèle concernée si l'on veut atteindre l'objectif d'une récupération juste et équitable pour la communauté des clients, sans perte ni gain pour SCGM.

De plus, de façon à éviter tout malentendu avec ces clients qui sont majoritairement en tarifs 4 et 5, l'ACIG suggère que la Régie demande à SCGM de déposer le texte des explications écrites qui devra être expédié à ces clients pour leur expliquer le bien-fondé et le calcul de l'ajustement qui leur est imposé.

3.3 M^e Pierre Tourigny – Association canadienne indépendante de marketing de gaz (CIGMA)

Selon M^e Tourigny, c'est dans le cadre restreint de l'intérim, en attendant des solutions, complètes, que s'inscrit la position de sa cliente.

CIGMA tient aussi pour acquis que d'ici le 1^{er} novembre 1995, les contrats de fourniture de gaz de réseau qui lient SCGM à ses fournisseurs réguliers seront amendés et que, tel qu'annoncé par celui-ci, la clause de fixation de prix sera devenue permanente. Le concept d'« année de gaz » disparaîtra alors complètement de ces contrats, mettant un terme à la préoccupation d'équivalence entre le prix de la fourniture de gaz pour une année de gaz et le tarif de fourniture pour la même année.

L'ajustement du coût du gaz

M^e Tourigny rappelle que CIGMA a toujours soutenu que, quant à la fixation du tarif de fourniture, le but de l'opération n'était pas de concocter le prix le plus bas possible pour mousser la vente du gaz de réseau, mais bien de refléter de la façon la plus réaliste, et à chaque mois, le coût réel d'acquisition prévu pour les douze mois à venir.

Pour CIGMA, le tarif de fourniture a une autre fonction importante, c'est le signal qu'il envoie au marché quant au prix du gaz de réseau, car il est important que les clients soient au courant, au fur et à mesure qu'évolue le marché, des tendances des prix du gaz de réseau dans les 12 mois à venir.

Bien qu'avec l'avènement des échanges de prix des « swaps » les prix réels du marché ne soient qu'accidentellement reflétés par le tarif de fourniture au moins le changement du prix

du tarif de fourniture, selon les calculs suggérés, donnerait au marché une indication des tendances, à la hausse ou à la baisse, auxquelles on est en droit de s'attendre, d'abord pour le gaz de réseau et ensuite dans le marché en général.

Le calcul

CIGMA soutient la dernière proposition présentée par SCGM quant au calcul mensuel du prix prévu pour les 12 mois à suivre, car elle a l'avantage d'éliminer tout arbitraire du distributeur, d'indiquer des tendances de marché, et d'avoir de très bonnes chances de donner un signal de marché juste, c'est-à-dire de représenter d'avance et fidèlement les coûts d'acquisition réels du gaz de réseau.

Cette nouvelle méthode mensuelle arrivera donc, autant que faire se peut, à récupérer le coût réel d'acquisition de la bonne génération d'abonnés, indique M^e Tourigny.

Le point de départ

Les avantages de la nouvelle méthode, avantages mentionnés ci-haut, sont tels qu'il faut éviter, de l'avis de CIGMA, de fausser la méthode au départ par un apport d'une méthode différente, et l'accumulation indue de crédits. Ce point est par ailleurs concédé par SCGM qui reconnaît qu'un crédit rétroactif n'est pas inacceptable à la clientèle, et qu'elle pourrait très bien, pour une dernière fois, se livrer à cette opération sans coût important. CIGMA tient pour acquis que pareil crédit, s'il en est, sera expédié au 1^{er} mai, et que le système de l'ajustement mensuel pourra commencer dans toute sa pureté et conserver ainsi tous les avantages qui lui sont reconnus.

L'écart requis

Selon M^e Tourigny, le seul désaccord entre CIGMA et SCGM dans la présente instance repose dans le seuil de l'ajustement, c'est-à-dire le montant nécessaire pour enclencher le changement de tarif de fourniture.

CIGMA est d'avis que l'intérêt général exige que l'ajustement du tarif de fourniture se fasse dès qu'une différence « facturable » se présente.

Il ne faut pas refuser ou négliger de donner aux abonnés un signal de marché clair alors qu'on peut le faire. Pour CIGMA, la preuve non contredite est à l'effet qu'une somme moindre que 5 € peut et a effectivement fait la différence dans le choix des clients et cite à cet égard le témoignage de M. Luc Boulanger. Pourquoi alors permettrait-on que les clients soient gardés dans l'ignorance d'un changement du coût réel d'acquisition du gaz de réseau alors que cette différence peut être critique d'un côté comme de l'autre, se demande M^e Tourigny.

Selon lui, s'il est vrai que, ponctuellement, les clients ne quittent pas nécessairement le gaz de réseau pour aller en achat direct pour une différence de 5 €/GJ dans un mois donné, c'est à cause de l'inertie inhérente de la clientèle du marché désigné.

Il est vrai, cependant, que même ponctuellement, aux dires de M. Luc Boulanger, seul témoin actif dans le marketing en marché désigné, un courtier offrant son gaz à deux sous plus cher que le gaz de réseau, a une côte à remonter s'il veut conclure sa vente, de mentionner M^e Tourigny.

Par ailleurs, CIGMA est d'avis que la proposition de SCGM va bien au-delà de l'écart ponctuel entre les prix du marché libre et le tarif de fourniture, puisqu'on veut changer le prix annuel prévu du tarif de fourniture uniquement lorsque l'écart entre la prévision du début et la correction amenée à la fois par la réalité et les nouvelles prévisions excède 5 €/GJ.

D'autre part, CIGMA soutient qu'en changeant plus souvent le tarif de fourniture on n'accélère pas nécessairement la facturation des écarts de valeur d'inventaires car, si le changement du tarif de fourniture est de nature à produire, quant aux inventaires, des réévaluations ou des dévaluations trop petites pour être récupérables, ces montants ne seront pas facturés et resteront dans le compte prévu à cet effet. Ce n'est de toute façon que lorsque la somme des écarts de valeur d'inventaires atteindra un chiffre « facturable » que cette somme sera facturée.

Selon CIGMA, la Régie ne peut pas permettre que des écarts, des variations de prix atteignant au total 10 €/GJ soient cachés aux clients, si on veut leur permettre de prendre des décisions éclairées.

Ajustements dus aux inventaires

Pour CIGMA, le système proposé semble juste et complet en ce qu'il permettra d'éliminer le besoin de compenser le déséquilibre financier survenu dans le cadre des contrats d'achat-revente. Il solutionne également le problème de la récupération des écarts de valeur de l'inventaire, et s'appliquera indifféremment aux clients en gaz de réseau comme à ceux en achat-revente, selon leur utilisation des inventaires.

Néanmoins, un problème subsiste, c'est celui des droits individuels des clients et des fournisseurs, aux termes des contrats d'achat-revente existants, que ces achats-reventes soient de type « client » ou de type « parapluie ».

Selon CIGMA, SCGM soutient à bon droit que des mesures transitoires s'imposent pour éviter, dans la mesure du possible, que les clients en achat-revente aient à payer ou à recevoir une seconde fois des sommes déjà payées ou reçues.

De plus, CIGMA est d'avis qu'une ordonnance de la Régie ne pouvant avoir d'effet rétroactif, sauf en matière de trop-perçu (article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*) sur les droits acquis des parties, le changement de régime de récupération des déséquilibres financiers, ne peut avoir effet obligatoire qu'à partir de la date où l'ordonnance prend effet. Les clients en achat-revente pourraient toujours choisir de régler leurs comptes par la voie d'une nouvelle méthode de récupération d'inventaires, mais la porte doit rester ouverte au règlement cas par cas.

De la même façon, les fournisseurs, ayant dû signer des achats-reventes « parapluies » au prix de référence, ont aussi des droits qu'ils doivent voir protégés, d'autant plus que les contrats « parapluies » ne contiennent même pas l'équivalent de la clause 24.1 des contrats d'achats-reventes « clients » et qu'il soit douteux que l'article 38 s'applique à ces contrats « parapluies » si l'on adopte le point de vue de SCGM à l'effet que le contrat « parapluie » est un contrat entre le distributeur et son fournisseur et non entre le distributeur et un consommateur de gaz.

Quelle que soit la voie suivie par la Régie, soit l'option 1 ou l'option 3 maintenant mise de l'avant par SCGM, il est impérieux que les droits des parties aux termes des contrats d'achats-reventes soient protégés.

Les dispositions transitoires doivent donc permettre cette récupération et les règlements cas par cas, sur demande, tant et aussi longtemps que subsisteront les achats-reventes « parapluies », de conclure M^e Tourigny.

3.4 M^e Louis A. Leclerc – Entreprise de marketing Western Gaz Limitée (WGML)

Le procureur de WGML fait part à la Régie des principes fondamentaux qui ont guidé sa cliente dans la formulation de sa proposition et qui constituent le fondement de son plaidoyer.

Selon M^e Leclerc, l'expérience des dernières années a démontré de façon non équivoque que l'abandon de ce genre de principes entraîne toujours une distorsion des signaux du marché qui n'est ni souhaitable ni nécessaire et qui, à la longue, ne peut faire autrement qu'engendrer des conséquences néfastes pour l'ensemble des personnes participant au marché.

Il invite la Régie à tenir compte de ces principes et à leur donner beaucoup de poids dans son analyse des propositions mises de l'avant dans cette cause.

Ajustement du coût de l'inventaire

Ayant constaté qu'il semble y avoir consensus quant aux dernières propositions de SCGM, WGML est satisfaite que les principes d'équité et de causalité seront respectés tout au moins pour les clients des tarifs 3, 4 et 5, puisque seuls les clients faisant usage de l'inventaire y sont assujettis et ce, jusqu'à concurrence seulement de leur consommation individuelle.

Quoique, en principe, tous les clients de SCGM devraient être traités sur un pied d'égalité, WGML reconnaît qu'il est peut-être trop onéreux ou indésirable d'adopter la même approche quant aux petits clients, non seulement en raison de leur grand nombre mais également parce que l'ajustement en ce qui les concerne pourrait s'avérer plus que négligeable.

Tout en soulignant à la Régie sa satisfaction, face au fait que la valeur élevée des ajustements devant être effectués dans cette cause ne se répétera probablement pas à l'avenir en raison du mécanisme d'ajustement proposé, WGML souligne que le même résultat serait atteint si les

ajustements mensuels de SCGM reflétaient son coût réel d'acquisition en la manière suggérée par WGML et qui est celle utilisée par bon nombre de distributeurs aux États-Unis.

Mesures transitoires

Même si aucune des trois propositions transitoires soulevées par SCGM n'entraîne à ses yeux de problèmes sérieux, WGML aurait tendance à favoriser la troisième option qui lui semble plus conforme aux principes d'équité et de causalité.

Selon M^e Leclerc, il est cependant primordial que, quelle que soit la proposition retenue ultimement par la Régie, elle ne doit d'aucune façon affecter les droits contractuels des parties aux termes des contrats d'achat-revente existants, incluant forcément les achats-reventes parapluie demeurant toujours en vigueur conformément aux dispositions de la décision D-94-19.

Il rappelle à cet égard l'exemple soumis par sa cliente sous la cote WGML-2 démontrant clairement que des déséquilibres financiers aux termes de la version prix référence du contrat achat-revente parapluie peuvent résulter de simples changements de prix et ne sont pas forcément le résultat de l'utilisation du gaz d'inventaires tel que l'avait originalement suggéré SCGM.

Il souligne également le témoignage de M. Kelton à l'effet que ces déséquilibres n'étaient aucunement hypothétiques puisque WGML devrait faire face à des demandes précises de clients visant ces déséquilibres. Il lui semble évident qu'aux termes de la cédule 2 du contrat d'achat-revente parapluie, également déposé sous la cote WGML-2, SCGM s'est engagée à ajuster ces déséquilibres financiers et à rembourser ou réclamer la différence, le cas échéant.

Puisque WGML a reflété cet engagement dans ses propres arrangements avec ses clients, il va de soi qu'elle doit maintenant faire face aux réclamations de ces derniers en raison du seul fait que SCGM ne pouvait ou n'était pas en mesure de respecter cet engagement contractuel.

Pour M^e Leclerc, il serait très injuste et profondément inéquitable que WGML ou d'autres fournisseurs soient privés de leur droit de réclamer de SCGM un remboursement pour les réclamations légitimes de leurs propres clients. D'ailleurs, les témoins de SCGM ont eux-mêmes reconnu en contre-interrogatoire, l'injustice fondamentale d'une telle situation en précisant qu'ils considéreraient, nonobstant leur proposition, toute réclamation légitime des fournisseurs aux termes des contrats existants.

WGML demande donc à la Régie de bien préciser dans sa décision que les droits contractuels des parties aux termes des contrats existants seront préservés, quelle que soit l'option retenue.

Mécanisme d'ajustement du coût du gaz/prix de référence en achat-revente

Pour M^e Leclerc, la proposition de WGML est à la fois simple et facile d'application, a l'avantage de régler bon nombre des difficultés auxquelles on a dû faire face jusqu'ici et est parfaitement conforme aux exigences de l'article 34 de la loi.

La raison fondamentale qui a motivé WGML à formuler cette proposition à ce moment-ci, est la nécessité de s'assurer que le prix de référence demeure en tout temps transparent. Exprimé différemment, le prix de référence doit absolument être neutre et n'avoir aucun impact sur le choix des consommateurs entre le gaz de réseau et le gaz offert en achat direct.

Selon lui, il est extrêmement important que le choix des consommateurs entre ces deux alternatives ne dépende aucunement du prix de référence, tel que c'est le cas dans les arrangements contractuels impliquant un partage de l'écart, mais doit plutôt être exclusivement basé sur les conditions réelles du marché.

À cet égard, M^e Leclerc rappelle qu'en 1992, et au début de 1993, les fournisseurs du gaz de réseau ont subi des pertes importantes de volumes au profit des achats directs en raison du fait, que les prix fixes annuels de leurs contrats reflétés dans les tarifs de SCGM se sont avérés supérieurs aux prix du marché durant une partie de l'année. Ces déplacements de volumes ont également été engendrés par le laps de temps mis par l'organisme de régulation à refléter ces nouveaux prix dans les tarifs de SCGM, soutient-il.

Il rappelle également que dans les années subséquentes, la situation inverse s'est produite lorsque les prix fixes annuels, établis en début d'année et reflétés dans les tarifs, se sont avérés inférieurs aux prix du marché durant le reste de l'année causant de ce fait, une migration de volumes des achats directs vers le gaz de réseau.

Il est évident que ces migrations de volumes ont résulté de l'utilisation de prix fixes dans un contexte où les prix du marché variaient constamment. C'est la nécessité d'éliminer ces migrations de volumes qui ont amené WGML, en collaboration avec SCGM, à changer sa politique de prix pour le gaz de réseau, de prix fixes annuels à des prix complètement indexés, de conclure M^e Leclerc.

Pour ces raisons, WGML craint que l'inclusion dans le prix de référence de l'impact de la gérance de risques nous ramène à la situation qui prévalait en 1992 et 1993 car cette inclusion ne peut faire autrement qu'entraîner des écarts entre le prix de référence et le prix du marché, lesquels écarts engendrent à leur tour les difficultés mentionnées ci-haut.

Quant à la prétention de SCGM à l'effet que WGML n'a pas présenté de preuve suffisante pour justifier un changement de la décision D-94-01 de la Régie quant au prix de référence, M^e Leclerc soumet que cet énoncé ne peut aucunement être soutenu par la preuve au dossier.

Pour M^e Leclerc, la proposition de sa cliente n'implique pas nécessairement une modification de cette décision mais vise simplement l'exclusion de l'impact de la gérance de risques du prix de référence. De plus, cette position repose essentiellement sur des faits vécus en 1992 et 1993 ainsi que sur la situation actuelle en Ontario et au Manitoba. Ces faits ne sont aucunement niés et constituent, selon lui, une preuve beaucoup plus probante que les opinions mises de l'avant par les autres parties.

Par ailleurs, il semble évident que la Régie n'a pu prendre en considération l'impact des « swaps » lorsqu'elle a rendu sa décision sur le prix de référence dans la décision D-94-01 tout simplement parce que SCGM n'avait pas encore soulevé cette question devant la Régie,

soumet M^e Leclerc. Il croit donc qu'il est tout à fait opportun que la Régie examine cette question à nouveau et décide s'il y a lieu d'y apporter des changements.

Même si la gérance de risques est en quelque sorte reliée à l'acquisition du gaz puisqu'elle est utilisée pour stabiliser les prix variables, elle ne constitue pas pour autant un coût du gaz. Elle ne constitue rien d'autre, qu'un outil financier visant l'élimination des risques associés à des coûts variables de la même façon que ces dérivatifs financiers sont utilisés pour mettre une compagnie à l'abri de la variation des taux d'intérêt ou de la variation dans la valeur des monnaies. En d'autres mots, c'est l'équivalent d'une police d'assurance qui ne peut d'aucune façon être associée ou décrite comme faisant partie des biens qui en font l'objet, soutient M^e Leclerc.

En conséquence, il soumet que l'inclusion dans le coût réel d'acquisition des effets de la gérance de risques du distributeur n'est pas conforme ni à la lettre ni à l'esprit de l'article 34 de la loi, en soulignant que le législateur n'a pas envisagé d'inclure dans le coût du gaz, des éléments de coût qui ne découlent pas des contrats d'approvisionnement conclus avec les producteurs.

À l'inverse, tout élément de coût qui résulte des activités du distributeur est aux termes de l'article 32 de la loi, sujet à la surveillance et à l'examen de la Régie. Telle surveillance ou examen semble incompatible avec la notion stipulée à l'article 34 de la loi qui prévoit le passage obligatoire aux consommateurs des conditions consenties par les producteurs.

Selon M^e Leclerc, cette interprétation de l'article 34 semble des plus raisonnable tenant compte du fait qu'il est logique de prétendre que le législateur ait voulu exercer un contrôle sur tous les coûts résultant des activités du distributeur puisque ces coûts sont en bout de ligne pris en charge par les consommateurs. Il en va tout autrement, lorsque ce sont les producteurs eux-mêmes qui s'adonnent à la gérance de risques, puisque dans un tel cas ce sont eux qui assument les conséquences de leurs décisions et non les consommateurs qui ne sont tenus qu'aux seules obligations prévues dans les contrats d'approvisionnement.

Pour WGML, la seule difficulté réelle qui a été soulevée concernant sa proposition semble être l'impact que les variations entre les prix réels du gaz en été et en hiver pourraient avoir sur la capacité des participants dans le marché de maintenir les niveaux de ventes sur le réseau de SCGM, tenant compte de la concurrence des autres formes d'énergie.

Même si cet argument peut s'avérer convainquant, on ne peut, pour y satisfaire, passer outre aux exigences de l'article 34 de la loi qui stipule que les tarifs de SCGM doivent refléter le coût réel d'acquisition du gaz, soutient M^e Leclerc.

Selon lui, quelle que soit la manière dont on envisage la situation, il lui appert extrêmement difficile de réconcilier la notion d'une prévision avec celle d'un coût réel stipulée à l'article 34 de la loi. Par définition, la notion de prévision n'est pas le reflet de la réalité. De plus, toute projection du coût du gaz pour une période subséquente basée sur autre chose que les conditions des contrats d'approvisionnement du distributeur, serait contraire en raison de ce seul fait aux exigences de l'article 34.

En conclusion, WGML invite la Régie à adopter sa proposition. De plus, elle demande à la Régie de retenir sa proposition d'exclure l'impact de la gérance de risque du distributeur du prix de référence et ce, même si elle décidait d'accepter l'approche du coût projeté du gaz que l'on retrouve dans la proposition de SCGM.

3.5 M^e Guy Pratte – Novagas Clearinghouse Limited (NCL)

Pour le procureur de NCL, le dynamisme du marché du gaz naturel fait fi des « années de gaz » ou des « années réglementaires ». Il importe, conséquemment, d'adapter les mécanismes tarifaires aux réalités du marché, tout en respectant les conditions législatives pertinentes et en continuant d'encourager le maintien d'un marché libre pour le gaz naturel au Québec.

Selon lui, le grand mérite des propositions de SCGM est de transmettre fréquemment et régulièrement ses coûts réels d'acquisition du gaz à sa clientèle par voie d'ajustements prospectifs. Autrement dit, SCGM demande à la Régie d'adapter sa tarification afin que le dynamisme qui caractérise le marché du gaz naturel en Amérique du Nord soit reflété presque simultanément dans le tarif de fourniture que paie sa clientèle, plutôt que de différer l'acquittement par la clientèle des véritables coûts d'acquisition, risquer des ajustements rétroactifs et un déphasage artificiel entre les coûts réels d'acquisition et le tarif de fourniture.

Procédure d'ajustement périodique du prix du gaz

NCL appuie intégralement la proposition de SCGM à cet égard, puisqu'elle permet de refléter sur une base continue et prospective les fluctuations du marché telles qu'elles sont traduites dans les coûts réels d'acquisition du gaz de réseau acheté par le distributeur. En outre, NCL a déposé une proposition quasi identique devant la Commission de l'énergie de l'Ontario dans le cadre des audiences relatives à Consumers Gas et Centra Gas, souligne M^e Pratte.

L'écart de 5 ¢/GJ

Même si certains parlent d'une « plage de 10 ¢/GJ », il ne faudrait pas croire qu'il pourrait exister un écart de 10 ¢ entre le tarif de fourniture et les nouvelles projections du coût d'acquisition. Au contraire, cette plage de 10 ¢ veut seulement dire que les projections du coût d'acquisition pourraient varier de ± 5 ¢/GJ « autour » du tarif avant qu'un ajustement ne devienne nécessaire, soutient M^e Pratte.

De plus, il convient de se rappeler que l'ajustement prospectif est basé sur des projections pour les 12 prochains mois, lesquelles sont susceptibles de changer très fréquemment si l'on en croit l'expérience des quelques dernières années. En d'autres termes, l'incertitude inhérente à toute prévision, et la volatilité dont on a fait l'expérience récemment, suggèrent que le 5 ¢ proposé par SCGM sera suffisamment sensible aux fluctuations du marché pour qu'elles soient reflétées dans les coûts d'acquisition du gaz ajustés de SCGM, soumet M^e Pratte.

Néanmoins, si la Régie est persuadée qu'il est possible d'ajuster le tarif lorsque les projections des coûts d'acquisition démontrent un écart inférieur à 5 €, NCL n'y verrait aucune objection.

L'ajustement initial

NCL appuie la suggestion de CIGMA à l'effet que si la Régie sanctionnait la procédure d'ajustement du tarif de fourniture proposée par Gaz Métropolitain, cette nouvelle méthode devrait entrer en vigueur sous une forme qui ne soit pas « contaminée » par les écarts de prix accumulés jusqu'à la date de mise en œuvre. On devrait plutôt créditer toute somme due à la clientèle préalablement à l'entrée en vigueur de la nouvelle tarification.

Le droit

Pour le procureur de NCL, le principal attrait ou atout de la formule proposée par SCGM est de faire assumer régulièrement et promptement à la clientèle les coûts d'acquisition du gaz engagés par le distributeur. Ce parallélisme entre le coût d'acquisition et le tarif de fourniture est davantage conforme aux exigences de l'article 34 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*, que le déphasage qui pouvait exister dans le passé. En outre, NCL est d'accord avec l'ACIG lorsque cette dernière se demande si la récupération des coûts de la bonne génération de clients, n'est pas en train de devenir un problème académique.

De plus, l'article 34 doit être lu à la lumière de l'article 32 qui stipule, entre autres, que la Régie peut, lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif, « ...utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée dans l'intérêt des parties ». Or, NCL soumet respectueusement que l'analyse détaillée faite par la requérante, de même que le consensus que l'on peut constater parmi les intervenants, témoignent éloquemment du fait que la proposition de SCGM est « appropriée dans l'intérêt des parties ».

Fixation et ajustement du prix de référence en achat-revente en conséquence de l'ajustement du prix du gaz et de l'ajustement de l'inventaire

Selon M^e Pratte, les raisons justifiant l'équivalence entre le tarif de fourniture et le prix de référence sont convaincantes. Seule WGML semble dissidente sur ce point.

Or, il n'y a aucune raison de distinguer entre la valeur du gaz fournie à SCGM par le mécanisme de l'achat-revente et celui qu'elle acquiert de ses fournisseurs réguliers. En tenant pour acquis que le prix de référence ne devrait pas être arbitraire, il faut trouver une base rationnelle pour le fixer.

La logique d'un prix de référence égal au tarif de fourniture préserve la neutralité du distributeur entre l'achat-revente et le gaz de réseau. De plus, dans la mesure où le distributeur paie un certain prix pour le gaz de réseau, il n'y a aucune raison qu'il paie un prix différent pour les achats directs puisque le distributeur considère que le gaz acquis des fournisseurs réguliers et provenant de l'achat-revente est essentiellement interchangeable, soumet M^e Pratte.

D'autre part, le fait que le prix du gaz de réseau puisse être divisé entre le coût payé aux fournisseurs en tant que tels, et les coûts associés à l'achat de dérivatifs financiers, ne change rien à la problématique. Si l'objectif de WGML est que le prix de référence doit refléter le « marché » de façon ponctuelle, force est de constater que sa suggestion, en vertu de laquelle le prix de référence serait égal aux prix payés directement aux fournisseurs réguliers, n'atteindrait pas l'objectif visé.

En effet, ces prix reflètent un certain nombre de contrats à prix fixe et même les contrats indexés peuvent comprendre un « term factor ». Or, si les dérivatifs financiers ne sont qu'une nouvelle méthode de stabilisation des prix du gaz naturel, on voit mal pourquoi les prix fixes consentis aux fournisseurs réguliers seraient reflétés dans le prix de référence, alors que les prix fixes résultant d'un contrat indexé et de l'utilisation de dérivatifs financiers, ne le seraient pas, déclare M^e Pratte.

Mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente

NCL soumet que seule l'option 2 est acceptable, car l'option 1 veut dire que certaines parties qui ont déjà payé SCGM une fois pour régler leurs déséquilibres financiers, paieraient une deuxième fois au moment de la mise en œuvre de la procédure d'ajustement dû aux inventaires. En revanche, certains clients qui auraient reçu un crédit pour régler le déséquilibre financier pourraient le recevoir à nouveau après l'adoption de la nouvelle formule.

D'autre part, l'option 3 ne règle qu'un aspect des problèmes causés par l'option 1, à savoir que SCGM repaierait aux clients ayant déjà acquitté leurs déséquilibres financiers des sommes reçues à ce titre par le distributeur. En revanche, SCGM ne facturerait pas les clients qui ont préalablement été remboursés. Il s'ensuit nécessairement qu'il y aurait un manque à gagner que SCGM devra percevoir quelque part.

Il est donc évident, selon M^e Pratte, que seule l'option 2 a pour effet de mettre tous les clients sur un pied d'égalité en renversant toutes les transactions qui ont déjà été faites. L'équité envers tous les clients exige donc que cette solution soit adoptée.

Subsidiairement, si conformément à l'option 3, SCGM tient à ne pas facturer les clients pour lesquels certains remboursements ont été effectués, NCL soutient que ce sont les actionnaires de SCGM qui devraient absorber le manque à gagner résultant de cette approche, et non la clientèle.

3.6 Réplique de M^e Richard Lassonde – Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

M^e Lassonde soumet que, contrairement à ce que laisse entendre la preuve de CIGMA, l'écart qui peut exister entre le taux de fourniture et les projections de coût d'acquisition n'est que de 5 ¢/GJ et non de 10 ¢/GJ; ce qui est confirmé par le procureur de NCL, rappelle-t-il.

D'autre part, CIGMA réfère à une « preuve non contredite à l'effet qu'une somme moindre que 5 ¢ (sic) peut et a effectivement fait la différence dans le choix des clients ». SCGM soumet que la preuve est contredite à cet égard (pages 2 et 3 de l'argumentation de SCGM). La Régie n'est donc pas en face d'une preuve non contredite mais contradictoire et devra plutôt trancher en fonction de la prépondérance de cette preuve.

Quant à la position de CIGMA sur les mesures transitoires requises pour protéger les droits des clients en achat-revente parapluie, M^e Lassonde souligne que les droits en question sont reliés à la question des déséquilibres financiers découlant des changements de prix de référence et non aux déséquilibres financiers découlant des déséquilibres volumétriques en achat-revente prix net (objet de la requête R-3318-94).

Sur demande, SCGM réglera les réclamations en vertu des contrats en question. Il est entendu que toute conséquence financière découlant de ces règlements sera imputée au compte de dévaluation/réévaluation d'inventaires et récupéré de l'ensemble des clients conformément à la méthode retenue par la Régie, soutient M^e Lassonde.

En ce qui concerne la proposition de l'ACIG à l'effet de retenir l'option 2 comme mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente, même si cette méthode est théoriquement la meilleure en terme d'équité, SCGM demeure convaincue que cette méthode est problématique (objections légales à prévoir) et sera difficile à appliquer aux clients qui devront rembourser SCGM. Si la Régie retenait cette méthode, il faudrait en toute équité pour SCGM, qu'il soit clair au départ que toute perte devra être assumée par l'ensemble des clients, soutient M^e Lassonde.

Par ailleurs, la seule proposition de Novagas avec laquelle SCGM n'est pas en accord est celle voulant que les actionnaires de SCGM assument les coûts reliés aux déséquilibres financiers en achat-revente. Ces coûts reliés à la fluctuation de la valeur des inventaires de gaz sont des coûts de gaz et ont été légitimement encourus. Ils doivent être récupérés des clients. Il en va de même des déséquilibres financiers en achat-revente qui sont le résultat des mêmes fluctuations.

Quant à la position de WGML qui réfère aux dérivatifs financiers comme de la « gérance de risques » et propose qu'ils ne fassent pas partie du coût du gaz, il est important de souligner, puisque WGML réfère surtout aux coûts des dérivatifs financiers, que l'usage des dérivatifs financiers produit des économies jusqu'à maintenant, quant aux coût du gaz.

SCGM est prête à admettre que WGML a partiellement raison de dire que l'article 34 de la loi prévoit le reflet au tarif de fourniture du coût réel d'acquisition du gaz consenti à un distributeur par des producteurs.

Il est assez évident que les coûts ou les économies, reliés à l'utilisation de dérivatifs financiers ne sont pas consentis au distributeur par les producteurs lorsque le distributeur prend lui-même l'initiative d'y avoir recours. Il faut noter cependant que les contrats d'approvisionnement prévoient que SCGM peut demander des prix fixes à ses fournisseurs. Ces derniers peuvent alors utiliser des dérivatifs financiers pour stabiliser un prix variable. Donc, tout prix fixe offert par un producteur au distributeur peut inclure l'impact d'un dérivatif financier, déclare M^e Lassonde.

Selon lui, l'interprétation de l'article 34 proposée par WGML est très étroite et, si elle devait être retenue, montrerait l'urgence de faire amender la loi car elle imposerait un carcan à la Régie.

L'article 34 doit s'interpréter, ou plutôt s'appliquer, dans le contexte des autres dispositions de la loi. Ainsi, même s'il était retenu que l'article 34 prévoit le reflet au tarif de fourniture du coût d'acquisition consenti par les fournisseurs, il faudrait se demander ce qui empêcherait la Régie de refléter au tarif de fourniture d'autres coûts tels les coûts ou économies, reliés à l'utilisation de dérivatifs financiers.

La Régie a déjà d'ailleurs montré qu'elle n'interprétait pas sa loi habilitante avec une telle étroitesse. La Régie a déjà autorisé (D-94-74) la tarification du gaz aux clients bi-énergie selon une méthodologie qui incorpore l'impact de dérivatifs financiers, rappelle M^e Lassonde.

Quant à la proposition de WGML à l'effet que le tarif de fourniture soit ajusté chaque mois pour refléter les prix du marché, elle est marginale; il souligne que les autres intervenants reconnaissent le bien-fondé de référer au coût annuel du gaz plutôt qu'au prix mensuel et que la Régie l'a d'ailleurs reconnu dans sa décision D-94-01. La proposition de WGML implique que le coût du gaz serait plus élevé en hiver qu'en été. Si la Régie adoptait une telle proposition, ne devrait-elle pas accepter que les coûts T/D soient plus élevés l'hiver pour refléter certains coûts encourus pendant cette période, demande M^e Lassonde.

Pour le procureur de SCGM, la position de WGML sur l'importance du prix de référence sur le choix des clients, en plus d'être marginale, est difficile à comprendre. WGML admet que les grands clients ne se basent pas sur le prix de référence pour choisir entre le gaz de réseau ou l'achat direct, propose que tel n'est pas le cas des plus petits clients et laisse entendre que ces derniers baseraient leur choix sur le prix de référence. M^e Lassonde affirme qu'il est plus juste de présumer que les petits clients ne connaissent que ce qu'ils voient sur la facture du distributeur, soit le prix du tarif de fourniture et ne connaissent pas le prix de référence.

4. CONCLUSIONS DE LA RÉGIE

La Régie, dans ses décisions antérieures, a toujours appuyé le principe de causalité, à savoir : faire payer à la bonne génération de clientèle les coûts réels d'acquisition de la marchandise gaz consommée.

Néanmoins, depuis que les prix de la marchandise gaz ont commencé graduellement à être négociés sur une base variable et indexée, plutôt qu'en vertu de contrats à prix fixe comme cela avait été la pratique au cours des années antérieures, force est de constater qu'il est presque devenu illusoire de facturer à chacun des abonnés, sans exception, les coûts réels d'acquisition de la marchandise consommée par chacun.

D'ailleurs, la Régie, dans sa décision D-94-74, reconnaissait qu'il ne peut y avoir de causalité parfaite sur tous les montants que doit récupérer SCGM, que ce soit au niveau de la marchandise ou du coût de service, et citait en exemple le compte de frais reportés.

Or, dans la mesure où, d'une part, les coûts d'acquisition de SCGM continueront d'être indexés et que d'autre part, des clients continueront à s'ajouter ou à quitter le système de gaz de réseau à peu près n'importe quand pendant l'année, il y a lieu de se demander, comme le souligne M^e Sarault, si la récupération des coûts de la « bonne génération de clients » n'est pas en train de devenir un problème académique.

Il faut bien reconnaître maintenant que cette situation se perpétuera, entraînant un roulement continu de clients. En conséquence, toutes les générations d'abonnés auront constamment à payer ou à bénéficier des ajustements auxquels elles sont partiellement ou totalement étrangères. Il faut souligner également que même les ajustements rétroactifs font face aux mêmes problèmes.

Quant à la préoccupation de M^e Sarault à l'effet que l'interprétation par la Régie de l'article 34 de la loi dans sa décision D-94-74 risque toujours de rendre illégale la procédure proposée par SCGM dans la présente instance, la Régie rappelle que, dans cette décision, elle soulignait que l'article 34 de la loi ne réfère pas à une « année de gaz » pour les coûts réels d'acquisition. Sa conclusion, à l'effet que l'ajustement prospectif effectuait un transfert à une autre époque et possiblement à des usagers étrangers aux coûts en question, ne doit pas être interprétée comme un geste illégal qui serait posé mais comme une question de droit et d'équité.

Par exemple, l'ajustement prospectif, sans tenir compte de « l'année de gaz », doit être effectué de façon à refléter le coût réel d'acquisition aux bons clients consommateurs et, si la durée de la formule de fixation et d'ajustement de prix ne se compare pas à la durée des contrats d'approvisionnement, il faut que les coûts réels nécessitant l'imposition d'ajustement ponctuels soient le plus rapprochés de la période de consommation.

La Régie est donc d'opinion que, même si la méthode proposée par SCGM n'est pas parfaite, elle constitue une nette amélioration par rapport à celle découlant de la décision D-94-01, en ce qu'elle évite les problèmes sérieux de rétroactivité ou d'ajustements substantiels en fin de période et que sa méthode de calcul a les avantages d'éliminer, à toutes fins pratiques, l'arbitraire du distributeur, d'indiquer les tendances du marché et d'offrir la possibilité de représenter à l'avance, le plus fidèlement possible, les coûts moyens d'acquisition du gaz de réseau.

Néanmoins, la Régie partage l'avis des intervenantes à l'effet qu'il faille éviter de fausser au départ cette méthode par l'apport d'accumulation de montants dus aux abonnés en raison de la baisse du tarif de fourniture.

En conséquence, SCGM devra à émettre aux abonnés concernés un crédit rétroactif afin de liquider le montant accumulé jusqu'à la date d'application de la nouvelle procédure.

Par ailleurs, la Régie rappelle à la requérante que la conformité juridique de la nouvelle méthode prospective n'élimine pas la nécessité pratique de surveillance, par la Régie, de l'éventuel compte d'écart de prix du gaz de réseau et son appariement aux données réelles des obligations contractuelles, selon les bilans de fin de contrats d'approvisionnements.

Elle devra donc soumettre à la Régie un rapport mensuel sur le calcul détaillé de l'ensemble du coût du gaz projeté ainsi que le détail des dérivatifs utilisés.

Les dérivatifs

La Régie ne peut retenir la demande de WGML d'exclure de la notion de « coût réel d'acquisition », de l'article 34 de la loi, les coûts reliés à l'usage de dérivatifs, car elle est d'avis que l'interprétation libérale de cet article permet de fixer un tarif de fourniture en tenant compte des dérivatifs utilisés par un distributeur sous surveillance de la Régie dans le respect du principe de la neutralité du distributeur.

La Régie est d'opinion que l'esprit et la lettre de l'article 34 vise à s'assurer de la neutralité du distributeur sur les coûts réels d'acquisition et les prix de ventes (tarif de fourniture) de la marchandise gaz pour ses abonnés en gaz de réseau. Par exemple, le distributeur ne peut faire de profit ou subir de perte sur la fourniture de la marchandise.

Bien qu'il semble, d'après la lettre de la loi, que le distributeur ne peut inclure dans la facture de fourniture au consommateur un apport positif ou négatif résultant des dérivatifs financiers utilisés par le distributeur, car cet élément n'est pas imposé dans les coûts d'acquisition auprès d'un fournisseur, la Régie est d'avis qu'il faut considérer l'esprit de l'article 34.

À cet égard, il semble évident, pour la Régie, que l'interprétation que l'on doit donner au « coût réel d'acquisition » énoncé dans le premier membre de l'article 34 est : tout coût inhérent que le distributeur paie pour la marchandise gaz qu'il fournira à ses abonnés de gaz de réseau, que ces coûts soient composés de dérivatifs, des coûts de « terms factors », de courtage ou d'évaluation d'inventaires, c'est le coût moyen total pour la marchandise gaz qui devient le coût réel d'acquisition.

De plus, les prix fixes obtenus par dérivatifs constituent une partie du portefeuille des coûts d'approvisionnement légitimement encourus en gaz de réseau mis à la disposition des clients du marché désigné.

Or, le coût réel d'acquisition est inextricablement relié au tarif de fourniture.

D'ailleurs, la Régie rappelle qu'à chaque étude d'ajustements de tarifs pour refléter le coût réel d'acquisition, la Régie a toujours tenu une position constante sur ce sujet dans ses ordonnances réglementaires.

Par ailleurs, l'utilisation d'un dérivatif financier par le distributeur a les mêmes conséquences que s'il était utilisé par un fournisseur régulier, lequel l'inclurait au coût réel que paie le distributeur au nom des consommateurs pour obtenir un prix fixe de la marchandise gaz.

La Régie ne voit pas non plus une grande différence par rapport aux coûts qui sont ajoutés dans le prix de la marchandise gaz pour le « term factor », que le distributeur paie à ses fournisseurs réguliers.

Évidemment, il en serait autrement si le distributeur avait le droit d'avoir recours aux dérivatifs financiers pour fins de spéculations.

Or, à cet égard, la Régie rappelle les décisions D-94-56, D-94-64, D-94-74 et D-95-16 dans lesquelles elle permettait au distributeur le recours aux dérivatifs jusqu'à 75 % de ses besoins d'approvisionnements annuels, lorsque leur utilisation était limitée à des volumes à livrer et que le coût réel d'acquisition du gaz reflété au tarif, c'est-à-dire que les coûts des dérivatifs étaient considérés dans la projection des ajustements des prix de base au coût moyen annuel.

De plus, la Régie est d'avis que le recours aux dérivatifs financiers pour approvisionner certains volumes à un prix fixe à l'intérieur des balises approuvées par la Régie n'est pas plus risqué que lorsque SCGM s'approvisionnait à prix fixe auprès de ses fournisseurs réguliers pour la presque totalité de ses volumes. Le tarif de 2,20 \$/GJ en vigueur en 1992, alors que dans la même année le gaz se transigeait pour aussi peu que 1 \$/GJ, en est un exemple.

La Régie rappelle également que dans les décisions mentionnées ci-haut, la preuve a démontré que le distributeur avait recours à cette méthode d'approvisionnement lorsqu'il croyait que les prix du marché étaient à leur plus bas niveau, et ce, dans le but d'offrir à ses abonnés les meilleurs coûts possibles et faire face à la concurrence d'autres sources d'énergie.

D'autre part, refuser au distributeur d'inclure les coûts des dérivatifs financiers dans ses coûts d'acquisition de gaz pourrait amener celui-ci à ne pas utiliser cet outil, privant ainsi les abonnés de gaz de réseau d'avoir accès aux occasions qui sont périodiquement disponibles sur le marché.

Par ailleurs, il est bon de rappeler que le prix fixé au tarif de fourniture est important comme base pour ensuite y affecter une procédure d'ajustement du coût du gaz, une procédure d'ajustement des inventaires et une modalité de référence pour la transaction d'achat-revente.

Or, bien que le tarif de fourniture ne reflète que les prévisions des coûts d'acquisition de gaz sur une base annuelle, les ajustements périodiques effectués par le distributeur sont justement faits pour refléter les coûts réels, par conséquent, de façon conforme avec l'article 34. Il en serait de même si tous les volumes étaient acquis à des prix variables sans l'usage des dérivatifs financiers.

En conséquence, la Régie est d'avis que les coûts des dérivatifs financiers doivent être ajoutés aux coûts de la marchandise-gaz offerte par les fournisseurs et inclus au tarif de fourniture, afin de refléter de la façon la plus réaliste l'estimation du coût réel d'acquisition prévu pour les 12 prochains mois, puisque c'est le vrai prix payé par le distributeur pour l'acquisition de certains volumes de gaz à un prix fixe qui seront livrés à ses abonnés de gaz de réseau.

Ajustements effectués lorsqu'il y a un écart de 5 ¢/GJ entre le tarif et le coût projeté sur 12 mois

La Régie ne retient pas l'argument invoqué par CIGMA à l'effet que l'écart entre le prix du marché et le tarif pouvait atteindre 10 ¢/GJ. La preuve de SCGM démontre clairement qu'en aucun temps l'écart ne peut être plus élevé que 5 ¢/GJ.

La Régie a à trancher encore une fois entre la position de la requérante, qui prétend qu'un écart de 5 ¢/GJ n'a pas d'impact sur le choix que fera un consommateur entre le gaz de réseau et le marché direct, et celle des intervenantes qui prétendent que même un écart de 1 ¢/GJ est suffisant pour qu'un consommateur choisisse l'un ou l'autre de ces marchés.

La Régie constate que les parties n'ont pas déposé de preuve concrète au soutien de leurs prétentions sur cette question.

En effet, il aurait été facile pour la requérante de démontrer, telle qu'elle le prétend, qu'un écart de 5 ¢/GJ n'avait aucun impact sur la migration des abonnés vers l'un ou l'autre de ces marchés, puisque cet écart de 5 ¢/GJ est en vigueur depuis la décision D-94-01, soit depuis plus d'un an.

Par ailleurs, CIGMA aurait pu démontrer que durant cette même période, ses membres auraient effectivement perdu des clients au profit du gaz de réseau à cause d'un tel écart.

Quant à l'ACIG, elle aurait certainement pu faire entendre des membres qui auraient confirmé à la Régie être passés au gaz de réseau lorsque le tarif était inférieur de 1 ¢/GJ au prix offert par un fournisseur du marché direct, ou vice-versa.

La Régie comprend mal cette position des intervenantes, d'autant plus qu'aussi récemment que le 19 janvier 1995, dans les motifs de sa décision D-94-74, la Régie faisait part aux intervenantes qu'elle ne retenait pas les mêmes arguments invoqués aujourd'hui parce qu'il n'y avait pas de preuve suffisante au soutien de leur demande, alors qu'elles ont eu le loisir de faire la preuve requise pour convaincre la Régie.

D'autre part, s'il est vrai qu'un écart de 1 ¢/GJ peut faire migrer un client vers l'un ou l'autre des marchés, il aurait dû y avoir un transfert massif du gaz de réseau au marché direct depuis le 1^{er} novembre 1994 alors que le tarif de fourniture avait un écart beaucoup plus élevé que 1 ¢/GJ ou même 5 ¢/GJ et ce sur une période de plusieurs mois, puisque le tarif de fourniture est passé de 2,25 \$ à 1,73 \$ (D-94-74) et de 1,73 \$ à 1,35 \$ (D-95-16) : aucune preuve n'a été faite à cet égard.

De plus, même les volumes achetés à des prix variables par le distributeur ne reflètent pas nécessairement les prix disponibles dans le marché à chaque mois, puisque les prix payés à ses fournisseurs réguliers sont basés sur des indices mensuels, non sur des prix qu'un acheteur peut négocier périodiquement dans le marché et qu'il est admis qu'il existe toujours un écart entre l'offre et la demande « bid and offer ».

La Régie est donc toujours du même avis à l'effet que la preuve dont elle est saisie n'a pas démontré qu'un écart de 1 ¢/GJ ou 2 ¢/GJ provoque une migration vers l'un ou l'autre des marchés, et qu'un tel écart envoie un faux signal dans le marché.

Néanmoins, un élément nouveau a été mis en preuve dans la présente cause, à l'effet que la requérante a les outils nécessaires pour modifier son tarif, même pour une variation de 1 ¢/GJ des coûts du gaz et d'inventaires.

De plus, il a également été mis en preuve que ce sont les ajustements rétroactifs, et non les ajustements prospectifs, qui occasionnent une recrudescence des appels téléphoniques des clients auprès de la requérante.

D'autre part, la Régie doit tenir compte du nouveau contexte, notamment que l'utilisation des dérivatifs financiers qui permet des prix fixes pour des volumes de plus en plus importants, fait en sorte que les coûts moyens d'acquisition projetés sur les 12 prochains mois devraient nécessiter moins d'ajustements périodiques que si ces coûts n'étaient basés que sur les prix variables.

L'utilisation des dérivatifs financiers permet donc à la requérante de mieux prévoir l'évolution de son tarif au cours des 12 prochains mois.

Par ailleurs, bien que la Régie reconnaisse qu'il est préférable d'avoir un tarif de fourniture qui reflète le plus possible les conditions du marché, force est de constater que l'utilisation des dérivatifs financiers rend fortuite toute concordance entre le tarif de fourniture et les prix mensuels du marché; il devient donc nécessaire que les coûts réels d'acquisition nécessitant l'imposition d'ajustements ponctuels soient le plus près des tendances du marché.

En conséquence, la Régie est d'avis que les ajustements du coût d'acquisition du gaz et de la valeur de l'inventaire devraient être effectués à chaque fois que les coûts projetés sur 12 mois nécessitent des ajustements de plus de 2 ¢/GJ. Cette façon de procéder permettra au distributeur de refléter plus rapidement au tarif de fourniture ses coûts réels d'acquisition de gaz.

Prix de référence

Compte tenu des conclusions de la Régie sur l'inclusion dans le coût réel d'acquisition de la marchandise des dérivatifs financiers pour établir les coûts moyens projetés qui doivent être reflétés dans le tarif, la Régie ne peut retenir la proposition de WGML à l'effet d'avoir un prix de référence différent du tarif et basé strictement sur le prix physique courant payé chaque mois par SCGM pour le gaz de réseau.

Selon la Régie, la preuve a démontré clairement qu'en général ce n'est pas sur un prix physique d'un mois qu'un client décide de s'approvisionner au gaz de réseau ou au marché direct, mais bien sur le prix projeté ou fixe que l'on lui offre sur une période d'un an.

Par ailleurs, la Régie partage l'opinion de la requérante et des autres intervenantes à l'effet que le prix de référence n'est rien de plus qu'une fiction juridique permettant la saine gestion du système d'achat-revente.

De plus, la Régie est d'avis que c'est plutôt sur la base de l'écart entre le tarif de fourniture affiché par le distributeur et le prix que lui offre un fournisseur ou un courtier que le client arrêtera sa décision de choisir entre le gaz de réseau ou l'achat direct.

À cet égard, M. Wayne A. Smith, le propre témoin de WGML, a admis en réponse à M^e Sarault, qu'effectivement les grands clients industriels faisaient leur choix sur cette base.

D'ailleurs, même le procureur de WGML, à la page 9 de sa plaidoirie, réfère aux tarifs de SCGM et non au prix de référence, pour rappeler les problèmes de déplacements des volumes survenus en 1992 et 1993.

Bien que la Régie reconnaisse que certains courtiers peuvent solliciter les clients du gaz de réseau en leur offrant un contrat basé sur le partage de l'écart entre le prix de référence et le prix qu'ils peuvent leur offrir, le prix de référence étant le même que le tarif affiché, le choix du client se fait en définitive en tenant compte des épargnes qu'il ferait sur les prix qu'il paie pour du gaz de réseau.

D'autre part, la Régie partage l'opinion du procureur de NCL à l'effet que la logique d'un prix de référence égal au tarif de fourniture, préserve la neutralité du distributeur entre l'achat-revente et le gaz de réseau et qu'il n'y a aucune raison de distinguer entre les prix du gaz fournis à SCGM par le mécanisme de l'achat-revente et ceux qu'elle paie pour son gaz de réseau.

En conséquence, les raisons énumérées ci-dessus justifient le maintien de l'équivalence entre le prix de référence et le tarif de fourniture.

Ajustements du prix du gaz dus aux inventaires

La Régie est satisfaite des critères de base que SCGM a retenu pour établir sa procédure d'ajustement du prix du gaz dû aux inventaires.

La Régie est également d'avis que dans les circonstances, la répartition du solde du compte de dévaluation et réévaluation d'inventaires ainsi que les dispositions transitoires proposées sont raisonnables.

Toutefois, en ce qui a trait à l'application de ces ajustements, la Régie est d'avis qu'il est plus juste et équitable qu'ils soient faits sur une base individuelle et ce à tous les tarifs pour les raisons suivantes :

- les coûts de développement informatique pour une telle application sont minimes;
- bien qu'il soit vrai que la majorité des clients du Tarif 1 aient des volumes de consommation plus ou moins importants, il y en a une certaine quantité dont le volume de consommation est très près ou dépasse même celui de certains clients du Tarif 3;
- comme il y aura autant de changement de valeur d'inventaires qu'il y aura de changement de tarif de fourniture, ces ajustements devraient se faire en ajustements constants et parallèles au tarif de fourniture;
- quant aux préoccupations soulevées par la requérante à l'effet qu'une telle application entraînerait des difficultés sur le plan des communications et du service à la clientèle, la Régie est d'avis que ces difficultés peuvent être évitées en informant les clients dans un encart explicatif, dans un langage simple, qu'en raison des prix variables de la

marchandise gaz et de leur impact sur la valeur d'inventaires, les prix du coût du gaz par mètres-cubes apparaissant sur leur facture pourront varier périodiquement tant à la baisse qu'à la hausse.

Si ces explications sont fournies aux clients en même temps qu'apparaîtra sur leur facturation un crédit pour le remboursement des montants accumulés dû aux baisses du tarif depuis le 1^{er} novembre 1994, il semble évident que les clients comprendront mieux la portée de ces ajustements périodiques.

D'autre part, la Régie est d'avis que cette mention, référant aux variations des coûts du gaz, devrait remplacer de façon permanente toute autre référence aux ajustements concernant les coûts de la marchandise-gaz.

Mesures transitoires relatives aux règlements des déséquilibres financiers en achat-revente client

Il est évident que l'approbation par la Régie d'une nouvelle procédure d'ajustement dû aux inventaires, sous la forme d'une disposition tarifaire, aura pour effet de prévaloir sur toute stipulation des contrats présentement en vigueur.

Néanmoins, la Régie est d'avis que sa décision ne doit d'aucune façon affecter les droits contractuels des parties aux termes des contrats d'achat-revente existants. La décision de la Régie devra donc s'appliquer de façon prospective, afin d'éviter de priver de leurs droits les parties impliquées.

En ce qui concerne l'option 3 des mesures transitoires, proposée par la requérante, la Régie ne peut retenir cette option car elle s'avère inéquitable envers l'ensemble des clients concernés.

La Régie est donc d'avis que seule l'option 2 a pour effet de mettre tous les clients sur un même pied d'égalité et est donc la meilleure en terme d'équité, ce qu'a d'ailleurs reconnu le procureur de SCCM.

D'autre part, la Régie est consciente des difficultés auxquelles la requérante doit faire face pour récupérer de certains clients les montants qui lui seront dus compte tenu des ajustements, mais celle-ci devra déployer tous les efforts raisonnables dans le cadre de ses relations contractuelles commerciales pour récupérer ces montants.

Néanmoins, si la requérante démontrait à la Régie que malgré les efforts déployés elle ne parvenait pas à récupérer tous les montants qui lui sont dus, ce qui causerait un manque à gagner, la Régie est d'avis qu'il serait juste et raisonnable que ces montants soient récupérés de la communauté des clients puisque ces coûts reliés à la fluctuation de la valeur des inventaires de gaz sont des coûts qui ont été légitimement encourus.

D'autre part, la Régie croit qu'il serait opportun que la requérante informe ses clients en achat-revente de l'entrée en vigueur de cette nouvelle disposition tarifaire et des conséquences qu'elle comporte au niveau de l'applicabilité des clauses de leur contrat relatif aux déséquilibres financiers.

Par ailleurs, en ce qui concerne les contrats d'achat-revente parapluie toujours en vigueur, la Régie partage l'opinion de M^r Lassonde à l'effet que les déséquilibres financiers découlent des changements de prix de référence et, à cet égard, est satisfaite de la position de SCGM de régler cas par cas les réclamations qui lui parviendraient en vertu de ces contrats.

Finalement, la Régie est satisfaite que la nouvelle procédure d'ajustement dû aux inventaires, qui s'applique aussi bien aux clients en gaz de réseau qu'en achat-revente, vient régler une fois pour toute la question des déséquilibres financiers des clients en achat-revente.

Les textes des tarifs

De l'avis de la Régie, les propositions des textes tarifaires sont acceptables. Cependant, le tarif de fourniture pourrait mieux refléter les coûts réels d'acquisition en mentionnant que le tarif est composé de coûts d'acquisitions fixes et variables.

Les textes des tarifs soumis aux pièces GMi-11, documents 16, 16.1 et 16.2 pourront être versés au dossier tarifaire 1995-1996 (R-3324-95, Phase II).

5. DÉCISION

Les conclusions ci-dessus font partie intégrante de la présente décision.

POUR CES MOTIFS, la Régie du gaz naturel :

APPROUVE la nouvelle procédure d'ajustement périodique du prix du gaz;

APPROUVE la procédure d'ajustement dû aux inventaires;

APPROUVE la fixation du prix de référence en achat-revente en conséquence de l'ajustement du prix du gaz et de l'ajustement d'inventaires;

APPROUVE les mesures transitoires pour le règlement des déséquilibres financiers des clients en achat-revente selon l'option 2;

DEMANDE à la requérante de modifier le texte des tarifs pour tenir compte des modifications apportées par les conclusions de la Régie

6. FRAIS DES PARTICIPANTS

ACCEPTE la demande de remboursement des frais demandés par les intervenantes, la Régie étant d'avis que leur participation a été utile à ses délibérations.

Le *quantum* sera déterminé ultérieurement selon les Règles de procédure et de pratique en vigueur.

Montréal, le 1^{er} juin 1995

Jean-Paul Théorêt

Jean Giroux

Bernard Langevin

Régisseurs

Annexe B

communiqué de presse



Pour diffusion immédiate

ÉMISSION DE 100 000 000 \$ D'OBLIGATIONS DE PREMIÈRE HYPOTHÈQUE

Montréal, le 3 novembre 1998 - Gaz Métropolitain, inc. annonce qu'elle a conclu avec un syndicat de preneurs fermes une entente relative au placement de 100 000 000 \$ d'obligations de première hypothèque 6,05 %, datées du 10 novembre 1998 et échéant le 10 novembre 2008.

Les preneurs fermes ont convenu d'acheter les obligations au prix de 99,963 % de leur capital et elles seront placées à un prix qui sera négocié entre eux et les souscripteurs. Les preneurs fermes sont CIBC Wood Gundy Valeurs Mobilières Inc., RBC Dominion valeurs mobilières Inc., ScotiaMcLeod Inc., Lévesque Beaubien Geoffrion Inc. et Casgrain & Compagnie Limitée. La clôture de l'émission est prévue pour le 10 novembre 1998 et Gaz Métropolitain déposera incessamment auprès des commissions de valeurs mobilières ou autres autorités similaires de chacune des provinces un supplément de prospectus relatif à cette émission.

Le produit de l'émission servira à réduire les emprunts à taux flottant consentis en vertu d'une convention de crédit existante, laquelle a servi au financement des dépenses en immobilisations. Selon Jacques Demanche, trésorier de la Compagnie, «la bonne santé financière de la Compagnie et de sa filiale, Société en commandite Gaz Métropolitain, a permis de réaliser cette émission à des conditions qui généreront au cours des ans des économies appréciables pour la clientèle».

- 30 -

Les communiqués de presse de la Société sont aussi accessibles sur Internet www.gazmetro.com

Sources: Jacques Demanche
Trésorier
(514) 598-3136

Stéphane Bertrand
Directeur, Communications, Affaires publiques et gouvernementales
(514) 598-3316

Canadian Gas and Electricity Utilities
Comparison of Allowed Return on Equity

COMPANY	ALLOWED ROE	DECISION DATE	LONG CANADA BOND YIELD	MORIN ⁽³⁾ (AVEC LTC 5.75%)	WATERS ⁽⁴⁾
1. Nova Scotia Power ⁽⁶⁾	10.75%	Mar 4/96	7.64%-7.75%	9.29%	8.80%
2. Alberta Power ⁽⁶⁾	11.25%	Oct 31/97	7.5%-8.0%	9.75%	9.25%
3. TransAlta Power ⁽⁶⁾	11.25%	Oct 31/97	7.5%-8.0%	9.75%	9.25%
4. West Kootenay Power	10.25%	Dec 2/97	6.39%	9.77%	9.61%
5. Union Gas	10.44%	Feb 10/98	6.50%	9.88%	9.69%
6. BC Gas	10.00%	Dec 2/97	6.39%	9.52%	9.36%
7. Centra Gas Ontario	10.69%	Feb 10/98	6.50%	10.13%	9.94%
N/A Centra Gas Manitoba ⁽¹⁾	9.91%	n/a	n/a	n/a	n/a
8. Centra Gas Alberta	11.75%	Feb 16/96	8.25%	9.88%	9.25%
9. Centra Gas B.C.	10.85%	Mar 4/97	7.25%	9.73%	9.35%
10. Centra Gas Fort St-John	10.25%	Dec. 2/97	6.39%	9.77%	9.61%
11. Pacific Northern Gas	10.75%	Dec 2/97	6.39%	10.27%	10.11%
12. Consumers Gas ⁽²⁾	10.30%	Aug 21/97	6.79%	9.52%	9.26%
13. Gaz Métropolitain ⁽⁵⁾	10.75%	Oct 8/97	7.25%	9.63%	9.25%
MOYENNE ⁽⁷⁾	10.71%			9.76%	9.44%

- (1) Centra Gas Manitoba has applied to the MPUB using the above Rate of Return derived from formula approved in MPUB Order No. 49/95.
Final decision expected June 1998.
- (2) The forecast long Canada Bond Yield used to determine the ROE of 10.30% was 6.79%.
- (3) En utilisant une formule d'ajustement de 0.75 comme recommandé par le Dr. Morin.
- (4) En utilisant une formule d'ajustement de 1.00 comme recommandé par le Dr. Waters.
- (5) Le taux des LTC indiqué dans la D-97-27 était de 7.25% et non pas 6.90%.
- (6) Le taux d'intérêt médian a été utilisé.
- (7) Moyenne excluant Centra Gas Manitoba

Lassonde LongVal Allard Imbleau

Avocats

1717, rue du Haque
Montréal (Québec)
H2K 2X3

Ligne directe : (514) 598-3785

Télécopieur : (514) 598-3725

PAR TÉLÉCOPIEUR

Le 19 octobre 1998

Me Véronique Dubois
Secrétaire de la Régie
RÉGIE DE L'ÉNERGIE
800, Place Victoria
2e étage, bureau 255
Montréal (Québec)
H4Z 1A2

OBJET : Cause tarifaire 1999 – Phase II
Dossier de la Régie : R-3397-98
Notre dossier : X90.50.3.304

Requête en irrecevabilité de mémoires et de preuves écrites

Chère consœur,

Le 2 octobre 1998, SCGM a fait signifier aux intervenants une requête en irrecevabilité de mémoires et de preuves écrites. Les mémoires et preuves ainsi visés sont ceux du RNCREQ, du ROEE et du GRAME/UDD.

Dans cette requête, SCGM soulève divers motifs appuyant sa conclusion principale à l'effet que ces mémoires et preuves débordent l'objet du présent dossier tarifaire et visent principalement à traiter de questions qui devraient faire l'objet de débats spécifiques ultérieurs devant la Régie, notamment quant à la portée des plans de ressources des distributeurs, lesquels viendront forcément après l'entrée en vigueur de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et la réglementation qui y est prévue.

Cette requête est d'ailleurs liée aux objections de SCGM à certaines des questions du RNCREQ (appuyé par le ROEE) qui, selon SCGM, ne sont pas pertinentes au présent dossier tarifaire.

La Régie a indiqué aux participants, dans sa lettre du 8 octobre dernier, qu'elle entendrait les représentations de ceux-ci sur la requête de SCGM à l'ouverture des audiences le 21 octobre prochain. Ces plaidoiries seraient suivies des représentations des parties sur la contestation de SCGM à répondre à certaines questions.

Il appert cependant qu'une majeure partie de la preuve des trois intervenants visés par la requête en irrecevabilité porte sur le « mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance » proposé par SCGM et contenu dans sa preuve de la section SCGM-15. Ces intervenants craignent la mise en place d'un mécanisme pluriannuel alors que les discussions devant mener au plan de ressources du distributeur n'auront pas encore eu lieu. Ils désirent donc, pour plusieurs, conserver le *statu quo* et reporter l'analyse par la Régie de ce nouveau « mécanisme ».

Par ailleurs, SCGM a pris connaissance de la preuve des intervenants ACIG et FNACQ/Option consommateurs sur ce « mécanisme incitatif ». Force est de constater que ces intervenants tiennent aussi, pour des raisons différentes, à reporter l'étude de ce « mécanisme » en conservant pour le moment le *statu quo* à cet égard. Selon eux, SCGM devrait profiter d'un tel report pour tenir des consultations avec les intervenants afin d'arriver à présenter un « mécanisme » qui ferait l'objet du plus large consensus possible.

Considérant ce qui précède et craignant de voir l'approbation de tarifs effectifs à compter du 1^{er} octobre 1998 être retardée de façon indue, SCGM croit maintenant opportun de proposer à la Régie de reporter dans une phase III de la présente cause tarifaire, l'étude de son « mécanisme incitatif à l'amélioration de la performance ». Précisons que SCGM ne rechercherait plus l'application rétroactive de ce « mécanisme incitatif » proposé, c'est-à-dire à compter du 1^{er} octobre 1998. SCGM demanderait donc le *statu quo* en ce qui a trait au mécanisme de rendement incitatif à appliquer jusqu'à l'issue de cette phase III.

Conséquemment, la preuve suivante de SCGM serait reportée à une telle phase III :

- pièce SCGM-15, document 1 à l'exception de la page 9, ligne 10 à la page 11, ligne 9 et de la page 13, ligne 26 à la page 14, ligne 15 (lesquels portent sur le taux de rendement et la formule de fixation automatique);
- pièce SCGM-15, document 2, page 16, ligne 13 à la fin de la page 21;
- pièce SCGM-15, document 3 au complet;
- toutes les questions et réponses reliées à cette preuve.

Devraient également être reportées en phase III, les preuves suivantes des intervenants :

- la partie de la preuve de la FNACQ/Option consommateurs (rapport Drazen / Pearson) qui porte sur ce « mécanisme incitatif »;
- rapport de Hugh W. Johnson produit par l'ACIG;
- rapport de Philippe Dunskey et David Nichols produit par le RNCREQ et le mémoire de cet intervenant en découlant;
- parties des mémoires du ROEE et du GRAME/UDD qui porte sur ce « mécanisme incitatif »;
- toutes les questions et réponses reliées à ces preuves.

Quant aux autres sujets traités par le ROEE et GRAME/UDD qui ne portent pas sur le « mécanisme incitatif » proposé, ils ne seraient évidemment pas reportés en phase III. Nous continuons de soutenir qu'ils ne doivent pas être traité à ce stade-ci. Ils pourraient, toutefois, éventuellement faire l'objet de demandes spécifiques devant la Régie en autant que cette dernière juge opportun d'en traiter.

Cette approche rejoint d'ailleurs les propos de M. Jacques C.P. Bellemare, expert du ROEE, qui souligne que plusieurs des sujets abordés dans son rapport devraient (selon le ROEE) faire l'objet de causes génériques futures.

Conséquemment, les rapports ROEE-1, ROEE-2, ROEE-3 et ROEE-4 et le mémoire du ROEE à l'exception évidemment des pages 10 à 19 du rapport de Léo-Paul Lauzon (ROEE-4) et des parties correspondantes du mémoire (conclusion # 4), seraient reportés. Il en serait de même du « mémoire » du GRAME/UDD.

Le report suggéré du « mécanisme incitatif » dans une phase III et d'une grande partie des autres sujets mentionnés aux mémoires du GRAME/UDD et du ROEE dans des forums ultérieurs plus appropriés, permettra à la Régie de procéder sans plus de délai à l'audition de la demande tarifaire annuelle de SCGM.

Si les intervenants concernés étaient d'accord avec ledit report de leurs preuves et mémoires, la requête en irrecevabilité de SCGM n'aurait plus, en grande partie, sa raison d'être à ce stade-ci. Dans la même veine, la demande du RNCREQ de voir SCGM répondre à certaines questions afin de permettre à ses experts de compléter leur preuve pourrait donc suivre cette dite preuve dans la phase III. En bref, il pourrait ne plus être nécessaire pour la Régie de trancher, à ce stade-ci, les demandes préliminaires qu'elle prévoyait entendre le 21 octobre prochain à l'ouverture des audiences. En l'absence d'accord de ces intervenants en ce qui a trait à leurs preuves écrites et mémoires, la Régie aura à trancher notre requête mais à la lumière du report du « mécanisme incitatif » dans une phase ultérieure.

Enfin, SCGM reconnaît que la plupart des intervenants ont investi, à ce jour, des ressources pour analyser le « mécanisme incitatif » proposé par SCGM. Or, il n'est pas possible de prévoir à quel moment la phase III pourra être tenue puisqu'il devra y avoir des discussions entre SCGM et l'ensemble des intervenants sur ce « mécanisme » proposé et qu'en plus, il sera préférable d'attendre l'entrée en vigueur du règlement prévu à l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour procéder à cette phase.

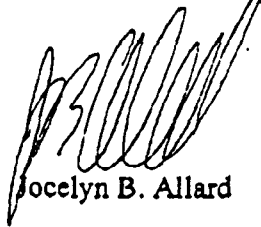
Conséquemment, il ne nous apparaîtrait pas juste de remettre le paiement des frais encourus pour l'analyse de ce « mécanisme incitatif » à la fin de la phase III. Nous croyons donc qu'il pourrait y avoir, vu les circonstances particulières du présent dossier, des paiements intermédiaires faits par SCGM aux intervenants à cet égard (sous réserve évidemment d'une décision de la Régie quant à la justesse des frais réclamés). En effet, nous soumettons à la Régie que les travaux des intervenants à ce sujet auront été utiles, dans la mesure où ils auront, à tout le moins, amené le distributeur à réunir l'ensemble des intervenants pour étudier plus avant son « mécanisme incitatif » proposé et qu'ils pourront servir aux discussions à venir à ce sujet.

Me Véronique Dubois

Page 4

Le 19 octobre 1998

Espérant que la Régie trouvera le tout satisfaisant afin de permettre un déroulement efficace de la cause tarifaire 1999, nous vous prions d'agréer, chère consœur, nos salutations distinguées.



/mb

c.c. : Me Hélène Sicard, RNCREQ
M. Phi P. Dang, Gazoduc TransQuébec & Maritimes inc.
Me Yves Corriveau, ROEE
GRAMÉ / UDD (par intérim, MM. Jean-François Lefebvre et Jean-Pierre Drapeau)
Me Benoît Pepin, FNACQ et Option Consommateurs
Me Guy Sarault, ACIG
Me Pierre Tourigny, CAMSSS