

QUÉBEC RÉGIE DU GAZ NATUREL
R-3343-95

**SOCIÉTÉ EN COMMANDITE
GAZ MÉTROPOLITAIN (SCGM)**

Requérante

**ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS
INDUSTRIELS DE GAZ (ACIG)
ASSOCIATION CANADIENNE INDÉPENDANTE
DE MARKETING DE GAZ (CIGMA)**

Intervenantes

DÉCISION D-96-21

19 juin 1996

OBJET : Requête pour la fermeture réglementaire des livres pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 1995
[Article 36 de la *Loi sur la Régie du gaz naturel*, L.R.Q., c. R-8.02]

Jean-Paul Théorêt
René Brisebois
Bernard Langevin

Régisseurs

TABLE DES MATIÈRES

1.	REQUÊTE	3
2.	PROCÉDURE	3
3.	PREUVE ET POSITION DES PARTIES	4
3.1	Preuve de la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)	4
3.1.1	Ventes et revenus bruts	4
3.1.2	Coût du gaz	5
3.1.3	Dépenses d'exploitation	5
3.1.4	Base de tarification	5
3.1.5	Structure de capital	6
3.1.6	Revenu net d'exploitation et différence de rendement	6
3.1.7	Déséquilibres financiers	6
3.1.8	Plan de développement 1994-1995 (sans les projets d'infrastructures)	7
3.1.8.1	<i>Projets d'infrastructures</i>	8
3.1.9	Gestion du programme de flexibilité tarifaire	10
3.1.10	Résultat des indices de performance	12
3.2	Preuve de l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)	12
4.	PLAIDOIRIES	13
4.1	M ^e François G. Hébert Société en commandite Gaz Métropolitain	13
4.2	M ^e Guy Sarault l'Association des consommateurs industriels de gaz	15
4.3	M ^e Pierre Tourigny l'Association canadienne indépendante de marketing de gaz	17
4.4	Réplique de M ^e François G. Hébert la Société en commandite Gaz Métropolitain	18
5.	CONCLUSIONS DE LA RÉGIE	19
5.1	Les déséquilibres financiers	19
5.2	Les projets d'infrastructures	20
5.3	Gestion des programmes de flexibilité tarifaire	22
6.	DÉCISION	24

1. REQUÊTE

La Régie a reçu de la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM), le 12 décembre 1995, une requête sur la fermeture réglementaire des livres du distributeur pour la période du 1^{er} octobre 1994 au 30 septembre 1995. Cette requête fut amendée le 31 mai 1996 et les conclusions se lisent comme suit :

prendre acte que les résultats de l'année financière se terminant le 30 septembre 1995 se sont soldés par un manque à gagner avant impôt de 1 825 000 \$;

permettre à la Société de récupérer les soldes des comptes de déséquilibres financiers, conformément à la pièce GMi-16, document 1;

permettre à la Société de récupérer le déficit tarifaire initial lié aux extensions de réseau effectuées dans le cadre du « Programme Infrastructures Canada-Québec », conformément à la pièce GMi-19, document 1;

reconnaître dans l'entreprise de gaz les montants versés et à être versés d'ici le 30 septembre 1996 aux clients dans le cadre du programme de flexibilité tarifaire; et

permettre à la Société de récupérer ces montants, conformément à la pièce GMi-18, document 1.

2. PROCÉDURE

La Régie a tenu des audiences les 27 et 29 mai 1996. Ont témoigné pour la requérante : M^{me} Nicole Bessette, chef de service, recherche et développement de marché M. Michel Roy, directeur, marketing M. André Gougeon, directeur, construction, ingénierie, approvisionnements M. Donald Hotte, directeur, réglementation et tarification M. Pierre Despars, directeur, comptabilité et budget M. Jacques Laroche, directeur, ventes grandes entreprises et comptes corporatifs et M. Normand Stevenson, chef de service, contrats et administration, approvisionnements gaziers.

A témoigné pour l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) : M. Andrew John Anderson, président de AJA Engineering of Calgary.

SCGM était représentée par M^e François G. Hébert. L'ACIG était représentée par M^e Guy Sarault. M^e Pierre Tourigny représentait l'Association canadienne indépendante de marketing de gaz (CIGMA). Le procureur de la Régie était M^e Pierre Théroux.

3. PREUVE ET POSITION DES PARTIES

3.1 Preuve de la Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM)

À l'appui de sa requête, la requérante a déposé le dossier de fermeture réglementaire des livres pour la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 1995 ainsi que les notes explicatives additionnelles relatives aux diverses composantes de ce dossier.

3.1.1 Ventes et revenus bruts

Au cours de l'année 1995, la Société a réalisé des ventes, après normalisation, après la teneur calorifique ajustée, après des ventes hors franchise et des cessions de capacité, de 222,9 Bcf, soit 15,9 Bcf de plus que le budget de 207 Bcf.

La variation de 15,9 Bcf s'explique, d'une part, par une hausse de 15,9 Bcf des volumes de ventes chez les clients grandes entreprises, d'une hausse de 3,6 Bcf au niveau des ventes hors franchise et des cessions de capacité et, d'autre part, par une baisse de 3,7 Bcf chez les clients petit et moyen débits.

Selon la requérante, ces résultats s'expliquent comme suit : la hausse des volumes de ventes chez les clients grandes entreprises est attribuable à l'amélioration du contexte énergétique au cours de l'exercice et par un écart favorable de 0,5 Bcf au niveau des interruptions.

Quant à la baisse de 3,7 Bcf chez les clients petit et moyen débits, elle est due principalement à des retards au niveau des nouvelles ventes des infrastructures, à une maturation des charges chez la nouvelles clientèle plus lente que prévue et, en partie, à une température de l'eau domestique plus chaude que la normale.

Cette baisse de volumes a affecté de façon importante la marge brute. La hausse de volumes aux ventes grandes entreprises, les programmes spéciaux sur le maintien et le développement accéléré de la clientèle n'ont pas réussi à contrer cette baisse.

Les revenus de ventes, après rabais et normalisation, se chiffrent à 1 016 295 000 \$ par rapport à des revenus budgétisés de 1 052 730 000 \$. L'écart de 36 435 000 \$ s'explique par une diminution du prix de la marchandise en cours d'année compensée en partie par l'augmentation des volumes de ventes.

La pièce GMi-2, document 4 présente le détail des volumes vendus par type de clientèle et montre les écarts entre les projections et les résultats de l'entreprise de gaz.

3.1.2 Coût du gaz

Le coût du gaz, après normalisation, se chiffre à 645 185 000 \$ par rapport au budget de 676 041 000 \$. La variation de 30 856 000 \$ s'explique essentiellement par une diminution du prix de la marchandise en cours d'année, compensée en partie par l'augmentation des volumes de ventes.

Le taux moyen de la marchandise s'est établi à 1,37780 \$/GJ comparativement au taux de 1,73743 \$/GJ projeté lors de la cause tarifaire 1995.

3.1.3 Dépenses d'exploitation

La Société termine l'année avec des dépenses d'exploitation de l'ordre de 104 009 000 \$, soit 178 000 \$ de moins que le budget malgré l'ajout de dépenses au niveau du plan accéléré et du maintien des ventes.

Un examen des résultats présentés à la pièce GMi-2, document 6 montre que tous les secteurs (exception faite du marketing et des ventes) ont plus ou moins été mis à contribution pour rencontrer les objectifs fixés par la Régie et ont vu une diminution des montants qui leur étaient alloués dans le budget original.

3.1.4 Base de tarification

La base de tarification moyenne établie selon la moyenne des 13 soldes pour l'exercice terminé le 30 septembre 1995 s'élève, selon la requérante, à 1 318 244 000 \$, soit une réduction de 6 496 000 \$ par rapport aux prévisions contenues au dossier tarifaire de 1994-1995.

Cet écart est causé par une réduction des immobilisations nettes de 9 852 000 \$, une augmentation de 7 109 000 \$ du fonds de roulement, une réduction de 1 460 000 \$ des coûts non amortis et une baisse de 5 214 000 \$ du total des comptes de stabilisation.

L'écart au chapitre des immobilisations s'explique principalement par le fait que le solde d'ouverture du compte immobilisations au 1^{er} octobre 1994 fut inférieur aux prévisions.

La requérante explique l'écart du fonds de roulement par une réduction de l'encaisse (6 413 000 \$) causée principalement par la réduction du délai de recouvrement des comptes à recevoir, par une augmentation au niveau des approvisionnements (6 987 000 \$) due principalement à l'accroissement du niveau des inventaires relatifs aux projets d'infrastructures et par une augmentation du flux monétaire d'impôt (6 536 000 \$); conséquence du fait que la charge d'impôt avant normalisation est beaucoup moindre que la charge projetée.

L'écart au chapitre des coûts non amortis est causé principalement par le coût réel du gaz de compression qui fut plus élevé que budgétisé et par une réduction des déboursés reliés à l'informatique par rapport aux projections.

Enfin, l'écart au chapitre des comptes de stabilisation est causé principalement par une baisse du compte de stabilisation de la température.

Les additions à la base de tarification en 1995 se sont chiffrées, selon la requérante, à 123 654 000 \$ en hausse de 11 010 000 \$; hausse qui provient principalement d'une augmentation du compte développement du réseau, suite au développement de la Rive-Sud de Québec non prévue au budget original.

Par ailleurs, la requérante présente à la pièce GMi-9, document 16, un sommaire des additions des projets d'infrastructures incluses ou exclues de la base de tarification au 30 septembre 1995.

3.1.5 Structure de capital

La structure de capital moyenne réalisée au cours de l'exercice démontre un ratio de dette de 54,61 %, des actions privilégiées de 7,40 % et un avoir des actionnaires ordinaires de 37,99 %.

3.1.6 Revenu net d'exploitation et différence de rendement

La Société a réalisé un revenu net d'exploitation de 135 082 000 \$. Ce revenu constitue un rendement de 10,25 % sur la base de tarification moyenne de 1 318 244 000 \$ et est en deçà du rendement de 10,33 % autorisé par la Régie. Les résultats de l'année 1995 se soldent donc par un manque à gagner, avant impôt, de 1 825 000 \$ ou de 1 152 000 \$ après impôt.

3.1.7 Déséquilibres financiers

Tel qu'indiqué à la pièce GMi-16, document 2, item A, le solde de ce compte au 30 septembre 1995 est de 659 000 \$. Cependant, comme les derniers contrats achat-revente parapluie prix net se terminaient le 31 octobre 1995, le solde du compte de ces déséquilibres se chiffre à 664 000 \$.

Ce montant accumulé entre le 1^{er} juin 1994 et le 31 octobre 1995, est attribuable à deux facteurs, soit les déséquilibres volumétriques pour un montant de 564 000 \$ et les intérêts capitalisés pour un montant de 100 000 \$.

La requérante présente également à la pièce GMi-16, document 2, item B, l'évolution du compte permanent des déséquilibres financiers au montant de 570 000 \$ à récupérer. Ce montant inclut une perte de 291 000 \$ résultant d'un excédent d'achats de gaz de réseau de 5,2 Bcf revendu à un prix inférieur au prix du gaz de réseau aux clients en achat-revente durant l'exercice 1993-1994.

Selon le témoin Normand Stevenson, cette vente de gaz de réseau aux clients en achat-revente a été possible grâce à un excédent de consommation sur les volumes fournis par ces clients, et a permis ainsi d'éviter une pénalité éventuelle si SCGM n'avait pas

respecté ses engagements d'approvisionnements gaziers auprès de ses fournisseurs réguliers.

Néanmoins, le témoin admet que cet excédent de volumes en gaz de réseau est dû à une surestimation par le distributeur d'un retour massif des clients en achat-revente au gaz de réseau, et que sans cette surestimation des volumes de gaz de réseau, il aurait dû augmenter les nominations des clients en achat-revente pour rencontrer leur consommation.

SCGM propose de récupérer ces montants à même le compte d'ajustement d'inventaires. Selon la requérante, ce mode de récupération est le même que la Régie a déjà approuvé pour la récupération du solde de 1 263 000 \$ au 31 mai 1994 du même compte.

3.1.8 Plan de développement 1994-1995 (sans les projets d'infrastructures)

La requérante présente à la pièce GMI-13, document 1, la comparaison entre le plan de développement budgétaire et le plan réel pour la période se terminant le 30 septembre 1995.

Les résultats démontrent que SCGM a raccordé à son réseau 981 nouveaux clients de plus que les prévisions de 2 879 clients, soit une augmentation de 34 % qui a permis des volumes de $454\,042\,10^3\text{ m}^3$, soit une hausse de 139 % sur les prévisions budgétaires. Cette augmentation de volumes provient essentiellement des clients de grands débits.

Par ailleurs, les immobilisations sont inférieures de 7 424 000 \$ du budget et les subventions sont supérieures de 3 432 000 \$.

Ces résultats font passer l'impact à la baisse sur les tarifs de 94 008 000 \$ à 164 470 000 \$ sur une période de 40 ans.

3.1.8.1 Projets d'infrastructures

D'après la requérante, la réalisation des sept projets d'infrastructures s'est effectuée dans un contexte où le calendrier de réalisation était très serré. L'entente intervenue avec les gouvernements exigeait que les travaux soient réalisés en 1994 pour la plupart des projets. Tenant compte que l'entente avec le gouvernement a été signée en mai et d'un délai raisonnable pour obtenir l'approbation des projets par la Régie, les travaux ont débuté en mai pour le « Projet du Mont-Tremblant », en août pour le « Projet Marbleton » et en septembre pour les autres projets.

Ces contraintes font en sorte que la mise en gaz a été retardée d'environ 45 à 75 jours, soit en pleine période hivernale. D'après la requérante, cette période est loin de favoriser la conversion des installations chez les clients, ce qui a reporté de plusieurs mois la desserte. En conséquence, la réalisation de ces projets dans ce contexte a eu des effets négatifs tant sur les coûts des projets que sur les revenus projetés.

Le coût des projets

La réalisation de ces projets en un si court laps de temps a fait en sorte que tous les intervenants touchés par la réalisation des travaux attendaient la venue du distributeur avec des exigences très grandes, que ce soit : les entrepreneurs, les municipalités, les ministères, les syndicats et les clients. Les témoins de SCGM ont expliqué les exigences de ces intervenants aux projets qui ont fait passer les coûts d'investissements prévus de 115 383 243 \$ à 144 048 731 \$, soit un écart de 24,8 %.

Les volumes prévus

Selon les témoins de SCGM, la situation concurrentielle s'est avérée beaucoup plus difficile que prévu lors de l'élaboration des projets. Les distributeurs de mazout et de propane se préparaient d'une manière toute spéciale à la venue du gaz naturel en baissant leur prix de manière significative. En raison de cette concurrence difficile, plusieurs clients sont demeurés au mazout.

De plus, Hydro-Québec a effectué une offensive en réunissant les clients concernés pour leur faire part de propositions avantageuses. Dans le secteur institutionnel, l'obligation de maintenir le chauffage à l'électricité, pour pouvoir bénéficier des différents programmes d'efficacité énergétique, constituait une véritable contrainte à l'adoption du gaz naturel.

Cette situation a eu pour résultat que le volume total de ventes réalisées a été de 54 766 10 m comparativement à un estimé de 123 248 10 m , soit un écart de 56 %.

La rentabilité globale

La rentabilité de l'ensemble des projets présente un effet à la baisse sur les tarifs de 11,6 millions \$ comparativement à 39,8 millions \$ prévus à l'origine. Ces projets d'infrastructures offrent un taux de rendement interne de 10,53 %, ce qui est supérieur au coût moyen en capital de SCGM.

Toutefois, en combinant les données d'investissements et de retraits du projet de desserte de la Rive-Sud de Québec à ceux de l'ensemble des projets, les résultats présentent un effet à la baisse sur les tarifs de l'ordre de 42,4 millions \$ comparativement à 63,9 millions \$ prévus à l'origine des projets. Le taux de rendement interne devient alors 12,27 % et le point mort tarifaire 10,2 années, souligne SCGM.

Par ailleurs, les pièces déposées au dossier sur le suivi des projets d'infrastructures démontrent que SCGM a utilisé des paramètres différents de ceux habituellement utilisés pour évaluer la rentabilité des projets. Ces nouveaux paramètres sont :

taux de rendement prospectif au lieu du taux de rendement sur la base de tarification approuvé par la Régie;

taux de croissance paramétrique des ventes sur la durée du projet au lieu de supposer un volume de ventes constant au-delà de la période de démarrage du projet.

Déficiences tarifaires

Bien que le projet montre qu'il est rentable sur sa durée, SCGM soumet qu'il existe une déficience initiale en fonction de la progression des ventes ainsi que des coûts encourus pour la réalisation des travaux. L'évaluation de la déficience est effectuée sur la base de l'année financière de la Société.

La projection soumise montre une déficience totale pouvant atteindre 28,5 millions \$ après cinq ans. Cette déficience se crée principalement dans les premières années, soit en 1996 et 1997.

Selon la requérante, il est normal qu'un projet qui incorpore une portion importante de conduites principales, pour desservir une nouvelle région, présente des déficiences tarifaires initiales bien que le projet soit rentable sur sa durée.

Cependant, l'application du principe et de la méthode originellement autorisés entraînerait un impact tarifaire de l'ordre de 41,1 millions \$ à la sixième année. Ce montant comprend la rémunération du compte de déficience au taux de la structure de capital. Compte tenu des résultats observés et anticipés au niveau du compte de déficience tarifaire, la requérante désire revoir le mode de récupération qui avait été autorisé.

Elle propose donc d'inclure le montant annuel de déficience dans la base de tarification et d'amortir le solde jusqu'à l'an 2005. D'après la requérante, en incorporant les déficiences dans la base de tarification, elle évite de reporter les coûts financiers et permet la récupération graduelle des soldes sur une plus longue période, limitant ainsi les impacts tarifaires. Cette proposition amènerait une hausse tarifaire de 4 915 000 \$ dès le 1^{er} octobre 1996.

La requérante rappelle que l'ensemble de ces projets a permis de donner accès au gaz naturel à plusieurs régions du Québec et s'engage à poursuivre tous les efforts nécessaires afin d'optimiser l'utilisation des réseaux nouvellement construits et ainsi améliorer la rentabilité de ces projets au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

3.1.9 Gestion du programme de flexibilité tarifaire

Consciente des enjeux tarifaires et de l'importance d'une gestion rigoureuse de l'administration et de l'attribution de rabais auprès de sa clientèle vulnérable, la requérante soumet s'être dotée d'un processus décisionnel et opérationnel spécifiquement dédié à cette fin.

Selon les témoins, ce processus assurait l'application et la programmation des informations requises pour respecter les critères reliés à la formule normée de la flexibilité tarifaire qui provenaient principalement de deux sources : les services administratifs informaient le directeur des ventes du suivi des clients ayant reçu des offres et ayant signé un contrat ainsi que du statut des fonds disponibles.

Ainsi, le processus décisionnel lui permettait d'offrir le minimum de rabais aux clients uniquement à risque et ainsi s'assurer de l'utilisation parcimonieuse du programme par la force de vente.

À cet égard, M^{me} Nicole Bessette et M. Jacques Laroche, témoins de la requérante, sont d'avis que pour juger si les rabais accordés sont justifiés et conformes aux normes exigées par la Régie dans sa décision, il faut les comparer avec les prix du marché du gaz et de l'huile au moment des négociations avec les clients et non pas aux prix qui étaient disponibles après les négociations.

Par ailleurs, en réponse aux questions du procureur de l'ACIG, les témoins affirment que tous les clients ont adopté la formule de rabais fixes car aucun n'a voulu adhérer à la formule de rabais variables, voulant connaître au préalable le montant du rabais.

Selon SCGM, la flexibilité tarifaire a permis dans le marché de la grande entreprise de préserver 6,2 Bcf et de récupérer 2,9 Bcf préalablement perdus au mazout, permettant ainsi de générer des revenus de transport et de distribution respectivement, de 13,9 millions \$ et de 4,2 millions \$.

Au moyen débit, les volumes préservés s'élèvent à 0,8 Bcf (mazout et bi-énergie) pour des revenus de transport et distribution de 3,6 millions \$. Les rabais attribués à la clientèle grandes entreprises et au moyen débit ont été de 6,3 millions \$ et 0,8 million \$, respectivement. Pour le volet bi-énergie, des rabais ont été accordés, au cours de l'année 1995 uniquement à cinq clients pour un montant total de 3 544 \$.

Ainsi, SCGM a utilisé seulement 43 % de l'enveloppe de 16,5 millions \$ autorisés par la Régie pour le programme de flexibilité tarifaire.

De plus, le rabais moyen accordé par SCGM, par rapport au prix de transport et distribution, a été de 34,21 % pour la clientèle grandes entreprises et de 20,42 % au moyen débit; ces résultats s'avèrent de beaucoup inférieurs au maximum de 85 % que la Régie a autorisé dans sa décision D-94-52, souligne SCGM.

Selon la requérante, l'année 1994-1995 a été particulièrement difficile quant aux livraisons du marché de moyen débit et cette situation s'est reflétée sur les résultats de la compagnie. Cependant, la flexibilité tarifaire a permis de limiter les pertes de volumes qui se seraient traduites par des hausses tarifaires pour l'ensemble de la clientèle en 1994—1995 et 1995-1996.

En conséquence, SCGM demande à la Régie que les sommes déboursées et imputées au compte de frais reportés en 1994-1995 et celles qui seront à déboursier en 1995-1996 soient imputées à ce compte jusqu'au 30 septembre 1996. Par la suite, elle demande que le solde de ce compte au 30 septembre 1996 soit inclus dans la base de tarification au 1^{er} octobre 1996 et soit amorti sur une période de cinq ans à raison de 20 % par année, et ce, à partir du 1^{er} octobre 1996. Étant donné que ces rabais ont servi à préserver des volumes qui ont bénéficié à l'ensemble des abonnés, ces montants devraient, selon elle, être récupérés de l'ensemble de la clientèle.

3.1.10 Résultat des indices de performance

Le mécanisme de rendement incitatif autorisé par la Régie est basé sur quatre indices de performance soit : la fréquence de lecture des compteurs, la rapidité de réponses aux appels téléphoniques, la rapidité de réponses aux situations d'urgence et l'entretien préventif.

Le résultat combiné des indices de performance résulte, pour l'année financière se terminant le 30 septembre 1995, d'un indice global moyen de 94,72 %, mentionne SCGM.

Activités non réglementées

SCGM informe la Régie qu'il n'y a eu aucun changement majeur apporté à la structure corporative du groupe Gaz Métropolitain depuis le 1^{er} octobre 1994, à l'exception de la participation du public qui est passée de 15,1 % au 30 septembre 1994 à 20,02 % au 30 septembre 1995, et de la création de la Société en commandite TQM. Elle a déposé également l'organigramme du groupe corporatif Gaz Métropolitain.

Par ailleurs, on retrouve aux sections 14 et 15 du dossier les informations suivantes :

le rapport financier consolidé des exercices terminés les 30 septembre 1995 et 1994;

la conciliation de l'état des résultats réglementés avec l'état des résultats consolidés vérifiés de SCGM pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 1995;

le sommaire des comptes à recevoir ou à payer de sociétés apparentées au 30 septembre 1995;

les détails des transactions entre sociétés ou compagnies apparentées;

la conciliation du bilan de la division réglementée avec SCGM consolidé au 30 septembre 1995;

les états financiers des filiales de SCGM.

3.2 Preuve de l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG)

Le témoin de l'ACIG, M. Andrew John Anderson est d'avis que, lorsque le programme de flexibilité tarifaire a été appliqué au mois d'octobre 1994, la situation du marché des prix de l'huile et du gaz naturel avait changée depuis que ce programme avait été présenté à la Régie en mai 1994.

Selon lui, les prix du gaz naturel déclinaient et les prix de l'huile démontraient une légère augmentation. Considérant que les avantages du prix de l'huile sur le gaz naturel disparaissaient, M. Anderson soumet qu'il aurait été prudent pour SCGM de retirer temporairement leur programme ou de le modifier au cas où la tendance des prix à la baisse du gaz et à la hausse de l'huile continuerait.

À cet égard, il mentionne que des sources de l'industrie, comme la publication *Canadian Gas Market Report*, indiquaient en octobre 1994 que les prix du gaz n'étaient pas stables et que la tendance à la baisse pourrait continuer pour la nouvelle année.

Selon le témoin, il aurait fallu que SCGM, dans l'application de son programme, accorde des rabais variables qui auraient tenu compte des fluctuations du marché, puisqu'à l'automne 1994 il était peu probable que plusieurs clients industriels majeurs s'engagent à acheter à prix fixes leurs besoins énergétiques.

En conséquence, il ne devenait pas nécessaire pour SCGM d'accorder des rabais à montants fixes pour une période ferme dans un marché gazier à la baisse.

Selon les calculs de M. Anderson, il semble que les rabais accordés pour maintenir certains clients au gaz aient excédé d'environ 90 % les montants nécessaires.

D'après le témoin, SCGM a fait une erreur en offrant aux clients des rabais fermes pour la durée des contrats. Il est d'avis que si SCGM n'avait offert que les rabais variables qui permettaient de maintenir le prix du gaz au même niveau que celui de l'huile, ces clients seraient demeurés au gaz naturel.

En conclusion, le témoin soutient qu'il semble que le programme de flexibilité tarifaire de SCGM n'a pas été géré de façon prudente et rigoureuse, puisqu'il y avait des façons de réduire les coûts de ce programme qui n'ont pas été utilisées.

Les pièces ACIG-1 à ACIG-7 ont été déposées au soutien du témoignage de M. Anderson.

4. PLAIDOIRIES

4.1 M^e François G. Hébert Société en commandite Gaz Métropolitain

Pour M^e Hébert, les résultats de SCGM pour l'année 1994-1995 reflètent une situation bien particulière en ce que la Société n'a pu atteindre le taux de rendement autorisé par la Régie, alors que les volumes de ventes représentent un record de livraison. N'eût été des ventes additionnelles qui ont été réalisées dans les régions desservies par les projets d'infrastructures, les résultats auraient été inférieurs, soutient-il.

À cet égard, il soutient que la preuve sur le suivi des projets d'infrastructures démontre que SCGM a réalisé lesdites extensions de son réseau de distribution de façon prudente, dans le cadre des paramètres qui ont été préétablis par la Régie lors de l'approbation de ces projets, et ce, en dépit d'un contexte exigeant et contraignant.

Il rappelle également que l'objectif premier des projets d'infrastructures a été réalisé puisque plusieurs régions du Québec ont maintenant accès à une nouvelle source d'énergie qui est le gaz naturel.

Les industries, les institutions, les commerces qui sont implantés dans chacune des régions visées par le programme d'infrastructures Canada—Québec peuvent dorénavant compter sur une source d'énergie qui est abondante, peu coûteuse et très peu dommageable pour l'environnement, ce qui devrait se traduire par un impact économique favorable dans ces régions nouvellement desservies en gaz naturel, déclare M^e Hébert.

En ce qui concerne la rentabilité de ces projets, M^e Hébert soutient que la preuve a démontré que des éléments imprévisibles ont contribué à diminuer la rentabilité globale de ces projets mais que, malgré ces contraintes, leur rentabilité présente toujours un effet à la baisse sur les tarifs.

Il est également d'avis que la preuve permet, sans contredit, d'arriver à la conclusion que SCGM a développé et a acquis ses nouveaux tronçons du réseau de distribution de façon prudente, dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs de gaz naturel et de l'intérêt public québécois.

Quant au mode de récupération du compte temporaire de déficience tarifaire, la nouvelle méthodologie proposée à la Régie permettrait une récupération dans un délai

raisonnable tout en limitant autant que possible les fluctuations tarifaires, souligne M^e Hébert.

Gestion du programme de flexibilité tarifaire

En ce qui concerne la gestion du programme de flexibilité tarifaire, il soumet que l'évaluation a posteriori de la gestion de ce programme ne consiste pas à remettre en question l'opportunité du programme de flexibilité tarifaire ou le mécanisme établi, mais bien de déterminer si SCGM a accordé judicieusement les rabais, et ce, conformément à la formule qui a été approuvée par la Régie.

À cet égard, M^e Hébert souligne que le témoin Jacques Laroche a démontré que le mécanisme mis en place pour l'octroi des rabais a permis de n'offrir, qu'aux clients vulnérables, le minimum de rabais.

Ce mécanisme rigoureux d'octroi de rabais a permis de n'utiliser que 43 % de l'enveloppe budgétaire autorisée par la Régie, rappelle M^e Hébert, confirmant ainsi que SCGM a agi avec discernement dans l'octroi de ces rabais et la Société devrait donc récupérer la totalité des coûts du programme de flexibilité tarifaire.

Pour ne pas retenir la preuve de SCGM, il faudrait que des motifs sérieux permettent à la Régie d'arriver à la conclusion que SCGM et ses représentants ont été négligents et trop généreux dans l'octroi des rabais tarifaires, soumet M^e Hébert.

Or, M^e Hébert est d'avis que la preuve de l'ACIG vise plus que toute autre chose à critiquer à posteriori le programme de flexibilité tarifaire qui a été approuvé par la Régie et, selon lui, l'ACIG avait le fardeau de prouver la négligence des représentants de SCGM dans l'octroi des rabais tarifaires.

Pour ce faire, l'ACIG devait établir clairement que, pour chacun des clients à qui un rabais a été consenti par SCGM, il n'y avait pas lieu de le faire et cette preuve n'a pas été faite, soumet M^e Hébert.

4.2 M^e Guy Sarault l'Association des consommateurs industriels de gaz

Programme de flexibilité tarifaire

Après avoir rappelé le contexte dans lequel la Régie avait autorisé le programme de flexibilité tarifaire et les directives de la Régie dans sa décision D-94-52, M^e Sarault est d'avis qu'il avait été démontré, de manière éloquente, que le programme en entier était tributaire d'une situation concurrentielle qui était excessivement volatile et susceptible de continuer à évoluer dans le temps et, qu'en conséquence, une gestion rigoureuse de ce programme devait être exercée afin de s'assurer que les rabais consentis soient faits aux coûts minimums pour conserver les volumes dits vulnérables.

Il appartient donc à SCGM de faire la preuve qu'elle a appliqué une gestion rigoureuse de ce programme et non aux intervenants de faire la preuve contraire, soumet M^e Sarault.

Selon lui, on peut constater à la pièce GMi-18, document 10, page 2, que la majorité des rabais ont été négociés et approuvés au cours des mois de septembre à décembre 1994 et, que c'est pendant ces quatre mois que la majorité des rabais a été négociée et approuvée par SCGM.

Or, durant cette période, les publications de l'industrie autant du gaz que du pétrole, incluant les sources qui étaient utilisées par le distributeur pour calculer les rabais, soit *Enerdata*, *Canadian Gas Market Report* et *Oil Buyers' Guide* annonçaient clairement une tendance à la baisse du prix du gaz par rapport au pétrole, soutient M^e Sarault.

On retrouve également dans le *Natural Gas Market Report*, déposé comme pièce ACIG-3, des prévisions très claires sur cette tendance à la baisse dès le 16 août 1994 et qui ont été réitérées les 2 et 19 septembre, 3 et 18 octobre, donc en plein coeur des négociations et approbations des rabais par SCGM.

Selon M^e Sarault, cette publication annonçait clairement un marché à la baisse qui n'était dans les faits que la continuation de la tendance qui était amorcée au début d'août, période à laquelle le distributeur avait révisé ses besoins à la baisse et cette tendance a été réitérée encore une fois dans le *Oil Buyers' Guide* des 19 et 26 septembre 1994.

D'ailleurs, dès le 29 août 1994, cette même publication, déposée comme pièce ACIG-4, contenait deux grands titres, un qui annonce que les prix du pétrole vont aller en augmentant puis un autre qui dit que les prix du gaz vont aller en descendant.

M^e Sarault rappelle également que la publication *Canadian Natural Gas Focus*, déposée comme pièce ACIG-5, confirme cette tendance pour la même période et qu'il s'agit là d'une preuve non contredite.

Pour le procureur de l'ACIG, le distributeur savait ou aurait dû savoir que le prix du gaz par rapport au pétrole était à la baisse, que la situation concurrentielle du gaz s'améliorerait et qu'il était possible que les rabais calculés sur la base des prix du mois de septembre ou du mois d'octobre seraient beaucoup trop généreux dans les circonstances. Et c'est exactement ce qui s'est produit en pratique.

De plus, le distributeur savait ou aurait dû savoir que, selon les modalités du programme tel qu'approuvé et tel qu'annoncé dans le texte du tarif, il n'était pas obligé d'offrir ou de négocier des rabais fixes à long terme.

Il savait ou aurait dû savoir qu'en période de volatilité des prix, les gros clients industriels qui sont des acheteurs sophistiqués ne contractent généralement pas des prix fixes à long terme, et ça, tant pour le mazout que pour le gaz naturel, ce qui est confirmé par le témoignage de M. Anderson, soutient M^e Sarault.

Ce témoin a affirmé également que, lorsque le client a le choix entre des rabais à long terme ou à court terme dans un marché descendant du prix du gaz, il va de soi qu'il choisira les rabais à long terme.

Le distributeur aurait donc dû, dans un marché à la baisse, négocier avec ses clients des rabais variables qui suivaient les prix du marché plutôt que de négocier des rabais fixes, soutient M^e Sarault. D'autant plus que 60 % des rabais fixes ont été accordés à des clients grand débit alors que les résultats de SCGM démontrent que le contexte concurrentiel était favorable dans ce secteur.

Selon lui, cette façon de faire lui aurait permis de procéder avec prudence et parcimonie et de rencontrer les objectifs du programme qui étaient d'éviter de perdre des clients à un coût minimum.

Pour le procureur de l'ACIG, il y a une preuve non contredite qui a été présentée par sa cliente et endossée par les témoins de SCGM à l'effet qu'à peu près 90 % des rabais accordés étaient tout à fait inutiles et constituaient un cadeau, un profit pour les clients concernés.

D'après M^e Sarault, il y a là un laxisme apparent dans l'administration de ce programme et il croit qu'il n'est pas certain que les rabais accordés auraient été aussi généreux si le programme avait été à la charge de l'actionnaire.

L'ACIG est donc d'avis que la totalité ou, tout au moins, une partie significative des coûts de ce programme devrait être imposée à l'actionnaire, car faire autrement serait récompenser l'actionnaire pour des rabais inutiles consentis à certains clients.

Projets d'infrastructures

M^e Sarault rappelle que l'ACIG avait formulé ses préoccupations quant à la rentabilité de ses projets qui devaient s'autofinancer en cinq ans.

Les écarts considérables entre les projections et les résultats réels des coûts d'investissements et de revenus ainsi que les résultats obtenus font en sorte que l'on se retrouve avec une déficience tarifaire de plus de 28 millions \$, dont une partie occasionnera une hausse tarifaire dès le 1^{er} octobre prochain si la proposition de SCGM est acceptée par la Régie.

Selon M^e Sarault, les raisons invoquées par SCGM pour ces écarts ne sont pas convaincantes et la Régie devrait imposer un minimum de rigueur et d'exactitude sur les projets qui lui sont soumis.

En conséquence, M^e Sarault est d'avis que la Régie devrait reconsidérer les conditions d'approbation de ces extensions à la lueur de l'expérience vécue et des raisons qui sont avancées par le distributeur.

4.3 M^e Pierre Tourigny l'Association canadienne indépendante de marketing de gaz

Sur les déséquilibres financiers, M^e Tourigny est d'avis que le montant de 291 000 \$, qui apparaît au compte des déséquilibres financiers pour la vente de 5,2 Bcf de gaz de réseau aux clients en achat-revente à un prix inférieur au coût payé, aurait pu être évité si SCGM avait ajusté à la baisse ses nominations du gaz de réseau.

Selon M^e Tourigny, SCGM a volontairement omis d'augmenter les nominations des clients en achat-revente pour leur refiler l'excédent de volumes qu'elle avait au gaz de réseau.

Cela a eu pour conséquence, selon M^e Tourigny, que ces clients ont payé un prix trop élevé pour cet excédent de consommation. Cette façon de procéder ne devrait pas être permise à un distributeur. Il est d'avis que la Régie devrait s'assurer qu'un tel geste ne se reproduise pas.

Quant à la gestion du programme de flexibilité tarifaire, M^e Tourigny constate que le distributeur avait le choix d'offrir des rabais à court terme et il ne l'a pas fait.

Pour M^e Tourigny, les vendeurs sont là pour s'assurer que les clients demeurent au gaz, ce qui les place dans une position difficile lors des négociations. Il appartient donc à la Régie de juger si vraiment toute la prudence a été exercée dans la gestion de ce programme.

4.4 Réplique de M^e François G. Hébert la Société en commandite Gaz Métropolitain

Sur la gestion du programme de flexibilité tarifaire

M^e Hébert rappelle que la pièce GMi-18, document 10, démontre que la majorité des ententes signées avec les clients mentionnés à cette pièce, l'ont été au mois d'octobre 1994 et que ces ententes avaient été précédées de négociations aux mois de juillet, août et septembre, à l'exception de neuf clients dont les négociations ont eu lieu en octobre 1994.

Par ailleurs, M^e Hébert réfute les prétentions de l'ACIG à l'effet que la tendance à la baisse du prix du gaz naturel et une hausse du prix de l'huile était démontrée clairement par les publications spécialisées mises en preuve par l'ACIG.

Se référant à ces mêmes publications, M^e Hébert souligne les passages du texte qui, selon lui, démontrent une incertitude et des contradictions quant aux prévisions du prix du gaz et de l'huile et que, même dans certains cas, les observateurs étaient divisés sur l'aspect temporaire ou permanent de la baisse du prix du gaz et que, dans d'autres cas,

des analystes prévoyaient une augmentation modeste du prix du gaz naturel dans les mois à venir, voire même que les prix pourraient varier de 20 ¢ en plus ou en moins.

Selon M^e Hébert, ces textes démontrent que, contrairement aux prétentions de l'ACIG, cette tendance à la baisse du prix du gaz n'était pas confirmée par plusieurs analystes de ces publications qui prévoyaient également un prix stable ou légèrement à la hausse.

M^e Hébert souligne à la Régie qu'il est toujours facile après coup de dire que la tendance à la baisse du prix du gaz s'est maintenue, mais qu'il faut juger les gestes posés par SCGM sur l'état du marché qui prévalait lors des négociations avec les clients.

Pour le procureur de SCGM, en signant des ententes à long terme, la Société sécurisait ces clients tout en générant plus de 18 millions \$ de marge brute au bénéfice de l'ensemble de la clientèle.

5. CONCLUSIONS DE LA RÉGIE

Après avoir analysé les pièces au dossier, pris en considération les témoignages, les représentations et délibéré sur le tout, la Régie en arrive aux conclusions suivantes.

La Régie est satisfaite de la présentation générale du dossier mais se prononce spécifiquement sur les éléments suivants :

5.1 Les déséquilibres financiers

La preuve démontre clairement qu'en ce qui concerne le manque à gagner de 291 000 \$, SCGM a surévalué ses besoins en gaz de réseau pour l'année 1993-1994.

Bien que l'objectif visé par SCGM d'éviter des primes à la demande l'a amenée à revendre à perte 5,2 Bcf aux clients en achat-revente, la requérante n'a pas fait la preuve à la satisfaction de la Régie qu'elle avait fait tous les efforts qui lui auraient permis de réduire ses nominations de gaz de réseau ou d'épuiser toutes les alternatives qui lui auraient permis de respecter ses engagements contractuels vis-à-vis ses fournisseurs réguliers.

La Régie est d'opinion que d'utiliser le gaz de réseau du tarif de fourniture autrement que pour fournir selon ce tarif à un consommateur actuel ou un consommateur de retour au gaz de réseau, ou que pour livrer du gaz de remplacement selon le Tarif 7, est contraire à la loi et au tarif et constitue aussi de l'ingérence dans les achats directs.

Une telle pratique pourrait compromettre la transparence du tarif de fourniture et l'intégrité de la gestion des approvisionnements quant aux rôles différents du distributeur clairement énoncés dans la décision D-94-19 en regard des achats de gaz du réseau et

de ceux des achats-reventes, qui ne permettent pas que les coûts des volumes livrés en gaz de réseau et en achat-revente soient fusionnés.

La Régie est d'avis que ce procédé bien qu'exceptionnel par les contraintes de l'époque, ne doit plus se répéter.

D'ailleurs, le distributeur devra informer la Régie de toutes ses appréhensions lorsqu'il sera temps d'analyser les tarifs de fourniture, comme il se fait chaque année.

Quant aux problèmes de récupération en achat-revente client (D-95-44), la requérante devra tenir la Régie informée de ses démarches avec les clients qui contestent certaines réclamations et ne pas procéder à l'imputation à l'ensemble des consommateurs.

Quant au montant de 664 000 \$ en achat-revente parapluie prix net, il pourra être imputé à la facturation dès le 1^{er} juillet 1996, comme proposé et la requérante informera la Régie de la procédure qu'elle a appliquée.

5.2 Les projets d'infrastructures

La Régie estime utile de rappeler certaines de ses conclusions sur la rentabilité dans chacun des projets d'infrastructures qu'elle a approuvés :

« La Régie comprend et partage les préoccupations de l'ACIG, à l'effet que toute extension de réseau ne devrait pas amener d'augmentation tarifaire. »

« La Régie est d'avis que le taux de rentabilité du projet n'est pas le seul critère qu'elle doit analyser avant d'autoriser un investissement de SCGM, mais tous les critères énumérés dans sa loi, et particulièrement celui de l'intérêt public. »

« La Régie est donc d'avis qu'il y va de l'intérêt public de permettre à la population de cette région d'avoir accès le plus rapidement possible au gaz naturel. »

Néanmoins, la Régie constate que les causes des écarts très importants entre les résultats réels et les projections originales, sont dues principalement au dépassement du coût des projets et de la non-atteinte des volumes prévus.

Sur le premier volet, un dépassement de 24,8 % est difficilement compréhensible. En effet, bien que certains coûts soient difficiles à identifier lors des projections initiales, la requérante aurait dû prévoir que des projets de cette importance à réaliser en un si court laps de temps engendrent inévitablement des coûts supplémentaires. Le cas de la Beauce où les coûts d'investissements sont passés de 22 839 971 \$ à 36 414 612 \$, soit un dépassement de 59 %, démontre clairement des lacunes dans la méthode d'évaluer les coûts des projets.

Il en est de même pour la non-atteinte des volumes prévus. Bien que la Régie reconnaisse que la forte réaction de la concurrence était difficile à quantifier dans les projections, il en est autrement quant aux explications de SCGM sur le retard de la desserte des clients causé par la période hivernale et le court laps de temps dont elle disposait pour la mise en service du gaz. Il est évident que la requérante connaissait dès le départ ces deux contraintes.

Par ailleurs, les explications fournies sur la non atteinte du nombre de clients et des volumes prévus pour l'an 1 peuvent être acceptables, mais elles le sont difficilement dans certains projets en regard des volumes projetés sur une période de cinq ans. Le «Projet Rouyn-Val-D'Or-Amos » est un exemple frappant alors que l'on ne prévoit signer que 371 clients des 2 218 prévus au projet pour des volumes de 33 052 10 m sur des projections de 74 249 10 m.

Quant à la rentabilité des projets, la preuve démontre que, si le distributeur avait utilisé les mêmes paramètres que ceux soumis à la Régie pour les calculs de rentabilité de ces projets, l'effet à la baisse de 39,8 millions \$ sur les tarifs prévus initialement et révisés à 11,6 millions \$, se traduirait plutôt par une hausse tarifaire de 6 805 187 \$ sur une période de 40 ans.

À cet égard, la Régie ne peut permettre que le distributeur, dans son rapport de suivi de ces projets qu'il doit soumettre à la Régie ou en fermeture des livres, puisse utiliser d'autres paramètres de calculs que ceux approuvés par la Régie pour ces projets. Ces modifications des paramètres peuvent avoir pour résultat de rentabiliser des projets qui, selon les paramètres usuels, s'avéreraient non rentables. La Régie retient donc, jusqu'à nouvel ordre en matière de suivi et d'évaluation de la déficience, les évaluations apparaissant à la pièce GMi-119, document 1.3.

Compte tenu de ce qui précède et des résultats observés et prévus de ces projets, la Régie juge nécessaire de tenir une audience spécifique pour débattre, entre autres, des sujets suivants :

le bien-fondé des changements aux paramètres de référence utilisés dans les analyses de rentabilité;

examiner plus en profondeur les causes des dépassements de coûts et de la non atteinte des prévisions de volume des ventes;

examiner différentes approches de récupération de la déficience ou les moyens à mettre en oeuvre pour assurer, voire améliorer, la rentabilité effective des projets.

Il est entendu, néanmoins, qu'une telle audience ne pourra avoir pour effet de changer le principe de la récupération éventuelle dans les tarifs, des déficiences constatées.

Il faut donc comprendre que ce débat n'a d'autre objectif que d'améliorer la précision des projections sur les projets soumis pour approbation à la Régie.

La Régie demande donc au distributeur de déposer une requête spécifique sur les nouveaux paramètres, qu'il ne pourra utiliser pour évaluer la rentabilité des projets d'extension de réseau, avant l'approbation de ceux-ci par la Régie.

En conséquence, la Régie maintient la méthode de récupération autorisée dans ses décisions sur ces projets et reporte au dossier tarifaire 1997-1998 les montants de la récupération de la déficience tarifaire prévue au dossier tarifaire 1996-1997, Phase II, et ordonne au distributeur de modifier son dossier tarifaire en conséquence.

5.3 Gestion des programmes de flexibilité tarifaire

La Régie constate que les allégations de l'ACIG, à l'effet que le programme de flexibilité tarifaire a été géré de façon imprudente par le distributeur et qu'en conséquence ses actionnaires devraient assumer la totalité ou une partie importante des coûts de ce programme, sont fondées essentiellement sur le témoignage de M. Anderson et sur des prévisions de certains observateurs ou analystes des marchés énergétiques.

Or, bien que la Régie reconnaisse que les calculs effectués par le témoin Anderson démontrent que la plupart des 53 clients qui ont participé à ce programme ont bénéficié de rabais plus généreux que justifiait l'évolution ultérieure des prix du marché, ces mêmes calculs démontrent également que cette problématique de rabais non justifiés par les prix du marché est survenue qu'à compter du mois de janvier 1995.

La Régie est d'opinion que, pour déterminer si les montants des rabais accordés étaient justifiés et raisonnables, il faut les comparer avec les prix du gaz et du mazout qui prévalaient dans le marché au moment où les représentants du distributeur négociaient avec ces clients, et non avec les prix du marché qui ont prévalu après les négociations et les ententes signées entre les parties.

Quant aux prévisions des analystes et observateurs qu'a mises en preuve l'ACIG, force est de constater, à la lecture de ces documents, que la tendance à la baisse du prix du gaz naturel et à la hausse du prix de l'huile n'était pas aussi claire et catégorique que le laisse entendre le témoin de l'ACIG.

En effet, les textes de ces publications démontrent que les opinions de ces analystes ou observateurs sont divisées et parfois même contradictoires quant aux prix futurs de l'huile et du gaz naturel.

La Régie est d'avis que les prévisions énoncées par ces experts du marché ne démontrent certainement pas une tendance à la baisse irréversible du prix du gaz naturel. On ne peut donc prétendre que la tendance à la baisse du prix du gaz naturel, au moment des négociations avec les clients, était à ce point ferme que le distributeur aurait dû modifier ses offres.

D'autre part, en ce qui concerne l'opinion du témoin Anderson à l'effet, que compte tenu des tendances du marché, le distributeur aurait dû n'offrir que des rabais variables qui permettraient de maintenir le prix du gaz naturel au même niveau de l'huile, la Régie constate après coup que cette procédure aurait réduit substantiellement le coût du programme.

Néanmoins, la Régie ne peut conclure, comme le fait le témoin, que les offres de rabais fixes faites aux clients par les représentants de SCGM étaient une erreur ou un manque de discernement.

En effet, la Régie doit présumer de la bonne foi des représentants du distributeur qui ont offert ces rabais et de ses témoins qui ont affirmé, à plusieurs reprises, que les clients ne voulaient pas s'engager pour ces volumes si les rabais étaient variables.

Or, ce sont ces représentants et témoins qui ont négocié avec ces clients et la prétention du témoin Anderson à l'effet contraire, ne peut évidemment être supportée par une preuve concrète.

Par ailleurs, la Régie partage l'opinion du procureur de l'ACIG à l'effet qu'il appartient au distributeur de faire la preuve qu'il a appliqué une gestion rigoureuse de ce programme.

À cet égard, la Régie est d'avis que l'analyse de la preuve du distributeur démontre clairement :

- qu'il a mis en place un processus d'autorisation sérieux;
- qu'il s'est conformé aux exigences de la Régie pour l'établissement de ces rabais;
- qu'il n'a utilisé que 43 % du budget autorisé par la Régie;
- que le rabais moyen accordé représente 34,21 % pour la clientèle grande entreprise et 20,42 % pour celle du moyen débit, alors qu'il était autorisé à offrir des rabais jusqu'à 85 % du coût de transport et distribution;
- que les rabais consentis ont générés plus de 18 millions \$ de marge brute.

Il est évident, maintenant, que les clients, qui ont signé des ententes de plusieurs mois contenant des rabais fixes, ont bénéficié de rabais supérieurs à ceux qu'ils auraient obtenus avec des rabais variables. Il n'en demeure pas moins vrai que rien ne leur garantissait cet avantage au moment de la signature des contrats.

La preuve probante du distributeur amène donc la Régie à conclure qu'il n'y a pas eu de négligence ou de manque de discernement dans la gestion de ce programme.

En conséquence, la Régie reconnaît que les coûts de ce programme sont imputables à l'entreprise de gaz et autorise le distributeur à continuer d'imputer, au compte de frais reportés portant intérêts, les sommes déboursées et à être déboursées d'ici le 30 septembre 1996.

Quant à la méthode de récupération proposée par le distributeur et l'imputabilité à l'ensemble des abonnés des montants à récupérer, la Régie constate que cette proposition est fort différente de celle soumise dans le dossier R-3295-94 qui prévoyait récupérer les coûts de ce programme de l'ensemble des clients en service interruptible.

Compte tenu des modifications proposées et de la preuve qui sera soumise sur la répartition des hausses de tarifs dans le dossier tarifaire 1996-1997, Phase II, la Régie croit plus prudent de statuer sur cette demande lors de l'audition de cette preuve.

6. DÉCISION

Les conclusions ci-dessus font partie intégrante de la présente décision.

POUR CES MOTIFS, la Régie du gaz naturel :

PREND ACTE que les résultats de l'année financière se terminant le 30 septembre 1995 se sont soldés par un manque à gagner avant impôt de 1 825 000 \$;

PERMET à la Société de récupérer les soldes des comptes de déséquilibres financiers, conformément à la pièce GMi-16, document 1;

PREND ACTE de la déficience tarifaire prévue sur les extensions de réseau effectuées dans le cadre du « Programme Infrastructures Canada-Québec »;

REPORTE sa décision sur la procédure d'évaluation des projets d'extensions et la méthode de récupération de la déficience tarifaire aux audiences spécifiques sur ces éléments;

PERMET que les coûts du programme de flexibilité tarifaire soient imputés à l'entreprise de gaz;

PERMET que les montants à être versés d'ici le 30 septembre 1996, en vertu de ce programme, continuent à être imputés au compte de frais reportés portant intérêts;

REPORTÉ sa décision quant à la méthode de récupération et à l'imputation à l'ensemble des abonnés des coûts de ce programme à l'audition de la preuve qui sera soumise dans le dossier tarifaire 1996-1997, Phase II.

Montréal, le 19 juin 1996

Jean-Paul Théorêt

René Brisebois

Bernard Langevin

Régisseurs