

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

CAUSE TARIFAIRE 1999

R-3397-98

PREUVE EN CHEF :

CERTAINS ASPECTS DU CONTEXTE FINANCIER

TÉMOIN:

**JACQUES DEMANCHE
TRÉSORIER**

**PREUVE EN CHEF SUR CERTAINS
ASPECTS DU CONTEXTE FINANCIER**

INDEX

Introduction	3
1) Objectifs visés par la stratégie globale de financement	3
2) Moyens mis en place pour atteindre les objectifs	3
3) Coût en capital pour l'exercice 1998/1999	14
4) Coût en capital prospectif pour l'exercice 1998/1999	14
5) Statut sur les investissements de la Société dans ses sociétés affiliées et sur le financement des projets de pipeline	16

1 **INTRODUCTION**

2
3 Le présent témoignage vise à expliquer la stratégie et les moyens que se donne la Société en
4 matière de gestion financière. Ce cadre financier, qui est déterminant dans l'évaluation du
5 rendement exigé par les différents bailleurs de fonds, a une répercussion directe sur le coût de
6 service du distributeur.

7
8 Par ailleurs, la preuve à l'égard du taux de rendement sur l'avoir ordinaire se retrouve dans le
9 témoignage de l'expert retenu par la Société, le Dr. Roger Morin, lequel se retrouve à la pièce
10 SCGM-15, Document 2.

11

12

13 **1 OBJECTIFS VISÉS PAR LA STRATÉGIE GLOBALE DE FINANCEMENT**

14

15 La Société fait face à différents enjeux qui affectent le risque global de l'entreprise. Ces enjeux ont
16 des répercussions sur la stratégie de financement de la Société, dont les objectifs sont :

17

18 a) avoir accès au marché des capitaux en tout temps de façon à financer ses activités
19 d'exploitation et d'investissement; et

20

21 b) minimiser le coût des fonds externes, avec comme souci de maintenir les tarifs concurrentiels.

22

23

24 **2 MOYENS MIS EN PLACE POUR ATTEINDRE LES OBJECTIFS**

25

26 Une série de moyens sont déployés de façon à atteindre ces objectifs, lesquels se résument

1 comme suit:

2

3 a) une gestion prudente des risques d'entreprise ;

4

5 b) le maintien d'une structure de capital appropriée compte tenu du risque global de l'entreprise ;

6

7 c) l'obtention d'un rendement autorisé raisonnable, tenant compte du risque global de l'entreprise
8 et établi dans un processus de continuité, et l'atteinte de ce rendement par la suite ;

9

10 d) le maintien de notations de crédit "A" pour la dette à long terme et de R-1 (bas) pour le papier
11 commercial ;

12

13 e) la diversification du portefeuille de dettes de façon à avoir une durée moyenne permettant de
14 réduire son coût, tout en assurant un bon appariement avec la durée de vie des éléments
15 d'actif; et

16

17 f) le maintien d'une politique de distribution des bénéfices qui répond aux attentes des
18 investisseurs.

19

20 Reprenons chacun de ces éléments afin de bien comprendre leur incidence sur la stratégie globale
21 de financement.

22

23 a) Les risques d'entreprise

24

25 La Société est exposée à différents risques. Bien qu'elle vise à minimiser et contrôler ces risques,
26 sa rémunération doit en tenir compte. Les principaux risques d'entreprise auxquels la Société fait
27 face se trouvent à trois niveaux :

28

- 1 • le risque d'affaires ;
- 2 • le risque financier ; et
- 3 • le risque réglementaire.

4

5 *i) Risque d'affaires*

6

7 Le risque d'affaires comprend le risque relié à la demande, à l'offre et aux opérations.

8

9 *Risque relié à la demande*

10

11 La conjoncture économique s'annonce favorable en 1999 puisque le Canada devrait figurer
12 parmi les pays du G-7 ayant la plus forte croissance économique, soit environ 3,0%. Le
13 Québec, pour sa part, devrait avoir une croissance économique de 2,7%.

14

15 Par contre, la position concurrentielle s'est détériorée. En effet, nous constatons une diminution
16 importante des prix de mazout pendant que les prix du gaz naturel ont augmenté à 2,10\$/GJ.
17 Le fait que le coût du gaz est établi sur un marché continental alors que le cours du pétrole est
18 négocié sur un marché mondial explique en partie que les prix de ces deux combustibles
19 fossiles ne sont pas étroitement reliés, surtout pas à court terme. À cet égard, tel que discuté
20 dans la preuve sur le développement de marché, la situation prévue au cours de l'exercice
21 témoin sera nettement plus défavorable qu'au cours des dernières années. La Société doit
22 donc compter sur ses programmes commerciaux pour corriger en partie cette situation.

23

24 Malgré que la Société anticipe une hausse des volumes livrés de 221,4 MMMpc à 224,9
25 MMMpc, on peut s'attendre à ce que plus de volumes soient à risque en 1999 en raison de la
26 très vive concurrence des produits pétroliers dans le marché industriel. Compte tenu de la forte
27 concentration des ventes de la Société dans le secteur industriel, dont les clients peuvent
28 facilement changer de source d'énergie, cette vive concurrence accroît le risque relié à la

1 demande. La demande dans le secteur commercial subira aussi la pression des tarifs
2 d'électricité, principalement ceux à la bi-énergie.

3
4 Le risque d'affaires relié au positionnement concurrentiel du gaz naturel constitue donc un
5 enjeu des plus importants pour la Société. Elle doit faire face à des concurrents de grande
6 envergure, bien organisés et disposant de moyens considérables. Le positionnement du gaz
7 naturel dans l'industrie énergétique est en partie déterminé par un facteur sur lequel la Société
8 n'a aucun contrôle, c'est-à-dire, l'évolution du prix du gaz naturel à la tête de puits et le
9 différentiel de coût par rapport aux énergies alternatives.

10
11 Finalement, le phénomène de l'éclatement des tarifs, d'ailleurs encouragé par la Régie,
12 entraînera une dynamique nouvelle avec laquelle la Société doit composer. Le dénouement
13 final de cette tendance nord-américaine au dégroupement des tarifs est en quelque sorte
14 inconnu.

15
16 En résumé, bien que le contexte économique s'annonce favorable en 1999, la situation
17 concurrentielle avec les produits pétroliers sera très difficile et la Société se verra plus
18 vulnérable en raison de sa grande concentration de clients industriels. Le risque relié à la
19 demande sera donc accru en 1999, tant par rapport à 1998 que par rapport à nos voisins
20 ontariens, chez qui la détérioration de la situation concurrentielle a relativement moins d'impact
21 en raison de l'importance de leur clientèle résidentielle.

22
23 *Risque relié à l'offre*

24
25 Le risque d'affaires de la Société relié à l'évolution de l'offre dans son marché sera affecté par
26 la mutation de l'industrie. La mise en place d'un grand nombre de projets de gazoducs en
27 Amérique du Nord, visant notamment à acheminer le gaz de l'Ouest canadien vers les marchés
28 américains, fera en sorte que le prix du gaz sera de plus en plus uniformisé entre les différents

1 marchés de consommation, le coût de transport expliquant les différences. En conséquence,
2 les consommateurs québécois peuvent s'attendre à des hausses du prix de la matière à moyen
3 et même à court terme. Un nouvel équilibre entre la future capacité de transport et la capacité
4 de production du bassin sédimentaire de l'ouest canadien devra également être établi.

5
6 La Société demeure d'autre part dépendante en grande partie de TCPL pour le transport de
7 ses approvisionnements. Ce risque relié à l'offre aurait par ailleurs pu être réduit par l'accès
8 au bassin gazier de l'est. Malheureusement, la récente décision de l'ONE de ne pas entendre
9 la requête du consortium TransMaritime Pipeline, dans laquelle la Société détenait un intérêt
10 de 33 1/3%, ne nous a pas aidé et est défavorable pour la Société et ses clients. Nous
11 poursuivons quand même nos efforts pour accéder à ce bassin, ce qui permettrait une
12 compétition qui serait plus que bénéfique pour les consommateurs québécois.

13
14 La renégociation prochaine d'une grande partie des contrats de transport et d'entreposage
15 venant à échéance, tout en présentant des opportunités, soulève quand même une certaine
16 incertitude.

17
18 Le risque relié à l'offre sera donc semblable, sinon supérieur, à celui auquel la Société fait face
19 cette année et toujours supérieur à ceux de nos voisins ontariens.

20
21 *Risque relié aux opérations*

22
23 Ces facteurs de risques sont reliés à la nature des opérations de l'entreprise. Ils comprennent
24 les risques de dommages aux biens de la Société, les risques en matière de responsabilité
25 civile, c'est-à-dire les dommages à autrui et les risques professionnels des employés ou
26 administrateurs. Outre les moyens de contrôle qui sont en place, ces risques sont de par leur
27 nature assurables. Ces risques pour l'année témoin ne sont pas différents de ce qu'ils sont
28 pour l'année en cours et ils ne sont pas substantiellement différents de ceux de nos pairs de

1 l'industrie.

2

3 Compte tenu de ces éléments, nous concluons que le risque d'affaires sera accru, tant par rapport
4 à l'année en cours que par rapport à nos pairs.

5

6

7 ii) Risque financier

8

9 Les risques financiers sont de différentes natures, les plus significatifs étant les fluctuations des
10 taux d'intérêt, de la devise et le risque de contrepartie.

11 Comme on le verra un peu plus loin dans ce témoignage, la Société gère son risque relié aux
12 fluctuations des taux d'intérêt en maintenant un portefeuille équilibré de dettes à taux fixe et
13 à taux flottant et en diversifiant les échéances.

14

15 Le distributeur a une exposition aux fluctuations de la devise qui est beaucoup plus indirecte
16 que directe, en ce sens que pratiquement tous ses revenus et dépenses sont libellés en dollars
17 canadiens. Il en est de même pour ses postes de bilan. Comme la faiblesse du dollar entraîne
18 la Banque du Canada à hausser le niveau des taux d'intérêt, il en résulte un impact indirect sur
19 la charge financière.

20

21 Le risque de contrepartie est celui relié au défaut d'une partie avec qui la Société a établi une
22 relation contractuelle d'honorer ses engagements. Il peut s'agir du défaut d'un client de payer
23 ses factures de gaz, comme il peut s'agir du défaut d'un fournisseur de gaz de livrer son
24 produit ou d'une institution financière de prêter les sommes convenues.

25

26 Malgré la crise qui sévit sur le marché asiatique et l'impact qu'elle a sur les marchés financiers,
27 tout indique que le risque financier sera sensiblement comparable au cours de l'exercice témoin
28 à celui de l'exercice actuel. La plupart des risques financiers auxquels est exposée la Société

1 sont similaires à ceux de nos pairs.

2
3 iii) Risque réglementaire

4
5 Le risque réglementaire est affecté par la perception qu'ont les marchés financiers de
6 l'encadrement réglementaire, des principes réglementaires et de la continuité dans leur
7 application ainsi que du bon fonctionnement du processus réglementaire.

8
9 La venue de la nouvelle Régie de l'énergie engendre une certaine incertitude quant à la
10 pérennité des traitements accordés dans le passé. Bien que rien ne laisse croire que la
11 Société puisse être affectée défavorablement par les décisions de la Régie, seules les
12 décisions à venir dissiperont les doutes qui peuvent exister chez les investisseurs.

13
14 Par ailleurs, la Société propose cette année un nouveau mécanisme incitatif à la performance.
15 De toute évidence, la Société se dit prête à assumer de nouveaux défis et désire être
16 récompensée pour les efforts qu'elle consacrera à la réduction des tarifs. La transition vers
17 cette nouvelle approche pourrait néanmoins amener une certaine incertitude chez les
18 investisseurs.

19
20 La récente décision de l'ONE dans le projet d'extension de réseau vers les maritimes
21 (TransMaritime Pipeline) confirme de plus que la Société est aussi affectée par la
22 réglementation fédérale.

23
24 Conséquence de l'incertitude reliée aux récents changements en matière de réglementation,
25 le risque réglementaire est légèrement supérieur cette année à ce qu'il était dans le passé.

1 *Risque global*

2

3 En conclusion, nous pouvons établir que le risque global de l'entreprise, à la lumière de
4 l'évolution des différents risques mentionnés plus haut, est supérieur à celui de l'année en
5 cours, ce dernier étant déjà légèrement supérieur à celui des distributeurs ontariens tel que
6 reconnu par la Régie dans sa décision D-96-31 :

7

8 *"En ce qui concerne le risque global de SCGM, la Régie considère que ce dernier est*
9 *légèrement supérieur à ceux de Consumer's Gas et Union Gas, évaluation que partagent*
10 *les experts Booth et Berkowitz."*

11

12 b) Maintien d'une structure de capital appropriée

13

14 Au cours des dernières années, la Société a maintes fois réitéré le fait que sa structure de capital
15 actuelle était optimale, en ce sens qu'elle minimise le coût moyen du capital, tout en permettant
16 un accès au marché des capitaux à coût compétitif. Pour cette raison, la présente preuve s'appuie
17 donc sur les témoignages et décisions antérieurs en cette matière.

18

19 La Régie du gaz naturel, dans sa décision D-96-31, faisait le commentaire suivant à l'égard de la
20 structure de capital de la Société "... qu'elle espère, qu'à moins de circonstances exceptionnelles
21 qui le justifieraient, on ne remettra pas en cause à chaque année cette structure que la Régie juge
22 optimale..." Aucune telle circonstance exceptionnelle ne s'est produite depuis cette décision ni
23 n'est à prévoir au cours de l'exercice témoin, de telle sorte que la Société ne voit aucune raison
24 de devoir justifier à nouveau le bien-fondé de la structure de capital historique composée d'un avoir
25 ordinaire de 38,5%, d'un avoir privilégié représentant 7,5% de la capitalisation totale et le solde de
26 54% financé par emprunt.

27

1 La Société vise donc à maintenir cette structure de capital. Selon cette structure, tel qu'illustré à
2 la pièce SCGM-14, Document 3 page 1 de 1, la capitalisation totale moyenne s'établirait à
3 1 397 015 000 \$ avec une dette totale moyenne de 754 430 000 \$, un avoir privilégié moyen de
4 104 773 000 \$ et un avoir ordinaire moyen présumé de 537 811 000 \$.

5
6 Le maintien de telles moyennes pour chacune des composantes de la capitalisation nécessite des
7 émissions de titres. A titre d'exemple, la pièce SCGM 14, Document 4 Page 1 de 1 démontre
8 qu'une émission d'obligations de 100 000 000 \$ est requise en cours d'exercice. Cette dernière
9 sert à rembourser 75 millions \$ d'obligations venant à échéance et le solde sera porté en réduction
10 du crédit à terme de façon à maintenir le niveau souhaité de dette à taux flottant.

11
12 Par ailleurs, la Société prévoit procéder à une émission de parts pour un total de 63,6 millions \$
13 dont le produit servira à rembourser l'emprunt effectué pour faire la mise de fonds dans PNGTS
14 évalué à 45,6 millions \$ et pour combler les besoins en actions privilégiées présumées et en
15 actions ordinaires pour maintenir son ratio d'équité à 38,5% conformément au traitement autorisé
16 par la Régie dans sa décision D-96-31.

17
18 c) L'obtention d'un rendement raisonnable

19
20 Au même titre qu'à l'égard de la dette, la Société doit être en mesure d'accéder au marché de
21 l'équité lorsque ses besoins l'exigent. A cette fin, elle doit toujours être en mesure d'offrir un
22 rendement raisonnable à ses associés.

23
24 Le témoignage du D^r Roger Morin élabore sur le niveau de rendement requis pour satisfaire les
25 exigences du marché, soit 10,57% avant bonification résultant de l'application du mécanisme
26 incitatif à la performance.

27

28

1 d) Maintien de notations de crédit «A» et R-1 (bas)

2

3 La Société doit financer ses activités d'exploitation et ses dépenses en immobilisations avec de
4 l'avoir et de la dette. Les différentes formes d'emprunt sont toutes influencées par la qualité du
5 crédit. Lorsque l'emprunteur bénéficie d'une notation de crédit établie par une agence reconnue,
6 c'est cette notation qui constitue la référence à l'égard du risque de crédit. Une décote par ces
7 agences de crédit se répercute automatiquement sur les coûts d'emprunt. L'inverse est également
8 vrai, c'est-à-dire qu'une amélioration de la cote de crédit réduit le coût d'emprunt.

9

10 La Société est donc d'avis que son coût moyen du capital est optimal lorsqu'elle maintient sa
11 structure actuelle de capital, laquelle justifie une cote de crédit "A" sur ses obligations à long terme
12 et R-1 (bas) sur son papier commercial. Une telle notation de crédit est d'ailleurs comparable à
13 celle des pairs de l'industrie tel qu'en témoigne la pièce SCGM-14, Document 8.

14

15 Les dernières évaluations de crédit de DBRS et CBRS pour les obligations de la Société sont
16 jointes aux pièces SCGM-14, Document 9 et 10. Aucune nouvelle évaluation n'a été émise depuis
17 l'année dernière.

18

19 e) Diversification du portefeuille de dettes

20

21 Comme la dette de la Société représente 54% de sa capitalisation totale, son coût a donc une
22 incidence importante sur le coût moyen du capital et par conséquent, sur ses tarifs de distribution.
23 Une grande importance est donc accordée à la bonne gestion de cette composante.

24 La Société préconise une utilisation diversifiée des différents types d'emprunts de façon à réduire
25 les risques liés à une trop grande concentration d'emprunts sur un seul véhicule de prêt. Par
26 exemple, la Société utilise comme source de fonds à court terme la titrisation de ses créances
27 commerciales, le crédit bancaire et le papier commercial. À l'égard des titres de dettes à long
28 terme, la Société varie ses échéances de façon à atténuer le risque de refinancement et à

1 bénéficiaire de l'économie liée à des titres à plus court terme.

2

3 La Société est d'avis que la répartition idéale du portefeuille de dettes est de conserver en
4 moyenne environ 15% à 25% en dettes à taux flottant, environ 5% à 15% basé sur des taux fixes
5 à moyen terme et le solde de 60% à 80% basé sur des taux fixes à long terme. De cette façon,
6 la Société fait le meilleur compromis entre l'économie liée au coût des instruments à court terme
7 et l'appariement du terme des financements avec la durée de vie utile des actifs.

8

9 La pièce SCGM-14, Document 11 montre le terme moyen du portefeuille de dettes de la Société
10 et de ses pairs. On y constate que le terme moyen de la dette des distributeurs gaziers canadiens
11 est passablement similaire.

12

13 *f) Politique de distribution des bénéfices*

14

15 Tout comme pour le rendement autorisé, la politique de distribution des bénéfices doit satisfaire
16 les attentes des investisseurs. À ce jour, les commentaires du public investisseur sont positifs à
17 l'égard de la politique de distribution de la Société qui est de :

18

19 > Distribuer la quasi-totalité des bénéfices; et

20

21 > Effectuer une distribution en quatre versements trimestriels égaux.

22

23 Le choix de la Société de distribuer la quasi-totalité de ses bénéfices n'affecte pas sa capacité à
24 financer ses activités d'exploitation et d'investissement.

25

26

27

28

3 COÛT EN CAPITAL POUR L'EXERCICE 1998/1999

La pièce SCGM-14, Document 3 page 1 de 2 montre que le coût moyen du capital pour l'exercice 1998/1999 est de 9,11% excluant toute rémunération incitative comparativement à 9,04% pour l'exercice 1997/1998. La page 2 de 2 quant à elle indique que ce coût moyen du capital est de 9,20% incluant l'incitatif tel que proposé par la Société. Le tableau qui suit illustre les variations entre ces deux exercices :

	1998-1999		1997-1998
	<u>Excluant l'incitatif</u>	<u>Incluant l'incitatif</u>	
Dette totale	4,60 %	4,60 %	4,50 %
Actions privilégiées	0,44 %	0,44 %	0,40 %
Avoir des actionnaires	<u>4,07 %</u>	<u>4,16 %</u>	<u>4,14 %</u>
Coût moyen du capital	<u>9,11 %</u>	<u>9,20 %</u>	<u>9,04 %</u>

Le coût pondéré de la dette totale s'est accru de 4,50% à 4,60% parce que les taux d'intérêt sur la dette à court terme ont augmenté de plus de 1,0%. Le coût pondéré des actions privilégiées est demeuré à toutes fins pratiques stable alors que le coût pondéré des actions ordinaires passe de 4,14% à 4,16% ou 4,07% selon que l'on retienne l'incitatif proposé ou non.

4 COÛT EN CAPITAL PROSPECTIF POUR L'EXERCICE 1998/1999

La Société utilise un coût en capital moyen prospectif dans l'évaluation de ses projets d'investissements. Pour l'exercice témoin, le coût en capital prospectif sera de 7,93% ou de 7,84% selon que la Régie approuve ou non l'incitatif à la performance proposé par la Société. Le détail

1 de ces calculs est illustré à la pièce SCGM-14, Document 12, pages 1 et 2.

2
3 L'écart entre le coût en capital prospectif de 8,13% en 1998 et celui de 1999 s'explique par une
4 baisse du coût de la dette à long terme.

5
6
7

8 **5 STATUT SUR LES INVESTISSEMENTS DE LA SOCIÉTÉ DANS SES SOCIÉTÉS**
9 **AFFILIÉES ET SUR LE FINANCEMENT DES PROJETS DE PIPELINE**

10
11 La Société vise à financer ses participations dans ses filiales et sociétés affiliées par de l'avoir. En
12 conséquence, la capacité financière du distributeur n'est pas affectée par les investissements dans
13 les sociétés affiliées. On remarque à la pièce SCGM 14, Document 3 Page 1 de 1 que l'avoir
14 moyen total de la Société est de 697 641 000\$, somme de laquelle est déduite un montant de
15 159 830 000\$ représentant l'avoir investi dans ses filiales et sociétés affiliées.

16
17 En 1998, suite à la décision de la Régie dans le dossier tarifaire 1998, la Société a prêté 3,6
18 millions\$ au CTGN à partir de fonds qu'elle a elle-même empruntés. Le prêt effectué au CTGN
19 échoit dans cinq ans. L'emprunt correspondant sur le crédit à terme aura la même durée.

20
21 De plus, toujours au cours de l'exercice 1998 et après en avoir informé la Régie, la Société a fait
22 des contributions au capital de PNGTS pour financer les travaux de développement et construction
23 du projet de gazoduc. La Société a également financé une bonne partie de ces mises de fonds
24 par le biais de son crédit à terme. La pièce SCGM-14, Document 4 Page 1 de 1 démontre qu'au
25 1er octobre 1998, le solde emprunté pour financer ces investissements sera de 40 993 000\$
26 (3 530 000\$ pour le CTGN et 37 463 000\$ pour PNGTS).

27
28 La Société ne vise qu'à faire une utilisation temporaire du crédit à terme pour financer cet

1 investissement et une émission de parts sera effectuée peu après le moment de la mise en service
2 du gazoduc et le produit de l'émission sera appliqué contre l'emprunt bancaire. On remarque
3 d'ailleurs à la pièce SCGM-14, Document 4, page 1 de 1 que l'emprunt relatif au placement dans
4 PNGTS serait de 45 595 000\$ en décembre 1998 et complètement remboursé en janvier 1999.

5

6

7 Ces emprunts sont sans effet pour les clients puisque la charge d'intérêt qu'ils engendrent est
8 assumée par les associés, c'est-à-dire qu'elle est exclue du coût de service. A l'égard de l'emprunt
9 relatif au placement dans PNGTS, les agences de crédit ont confirmé qu'un emprunt temporaire
10 de cet ordre n'affecterait pas la cote de crédit de la Société.

11

**PRINCIPES ET MÉTHODE D'ÉVALUATION SUIVIS
DANS L'ÉTABLISSEMENT DE LA STRUCTURE DE CAPITAL**

Le présent document fait la synthèse des décisions de la Régie du gaz naturel touchant la structure de capital

<u>COMPOSANTES</u>	<u>ORDONNANCES</u>	<u>MÉTHODES</u>
PRINCIPES	G-203, G-265	La structure de capital reflète l'ensemble des dettes et capitaux propres de la compagnie qui sont requis pour le financement de son exploitation.
TITRISATION DE COMPTES À RECEVOIR	D-90-56	La titrisation de comptes à recevoir des clients est une transaction financière qui implique la vente de comptes à recevoir à une institution financière moyennant des frais financiers avantageux. Le produit de cette vente peut être utilisé pour racheter par anticipation une dette à long terme à coupons d'intérêt élevés ou pour réduire la dette à court terme. Les dettes ainsi remboursées sont remplacées dans la structure de capital par un montant équivalent provenant de la titrisation de comptes à recevoir.
EMPRUNT À TAUX FLOTTANT	G-265, G-296 G-367	La somme des soldes en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin divisée par 13.
COÛT DES EMPRUNTS À TAUX FLOTTANT		Le coût des emprunts à taux flottant prévus en 1998-1999 sur une base annuelle.

<u>COMPOSANTES</u>	<u>ORDONNANCES</u>	<u>MÉTHODES</u>
CRÉDITS À TERME	G-415, G-426	La somme des soldes en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin divisée par 13.
COÛT DES CRÉDITS À TERME		Le coût des crédits à terme prévus en 1998-1999 sur une base annuelle.
DETTE OBLIGATAIRE	G-265, G-296	La somme des soldes en début d'exercice et des 12 mois de l'année témoin divisée par 13. Ces soldes sont réduits des montants de rachat de la dette prévus au cours de l'année témoin.
COÛT DE LA DETTE OBLIGATAIRE	G-265	<p>Le coût moyen de la dette obligataire est calculé sur la moyenne des 13 soldes mensuels sur lesquels on applique le taux réel d'intérêt sur 12 mois de chacune des émissions concernées. A ce montant, nous ajoutons l'amortissement des frais de la dette.</p> <p>La charge financière relative à la dette obligataire libellée en dollars australiens est calculée conformément aux principes élaborés dans l'ordonnance D-90-31.</p>
COÛT DES ACTIONS PRIVILÉGIÉES	G-265 D-90-75	Le coût effectif moyen des actions privilégiées est calculé sur la moyenne des 13 soldes mensuels après avoir soustrait les coûts d'émissions. Le montant des dividendes sur 12 mois versés sur chacune des catégories d'actions divisé par la moyenne des 13 soldes nous donne le coût effectif moyen. Les nouvelles émissions des actions privilégiées sont présumées et elles sont établies conformément aux ordonnances émises.

<u>COMPOSANTES</u>	<u>ORDONNANCES</u>	<u>MÉTHODES</u>
AVOIR DES ACTIONNAIRES	G-296, G-339 D-90-75 D-92-36 D-93-51 D-93-71	La somme des soldes en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin divisée par 13. Le ratio de l'avoir des actionnaires par rapport à la structure de capital se situe à 38,5 % pour la période témoin en conformité avec les décisions émises par la Régie. Le montant de l'avoir des actionnaires a été régularisé pour exclure la portion de l'équité dans les activités non régies.
RENDEMENT SUR L'AVOIR DES ACTIONNAIRES	G-339	Le rendement requis sur l'avoir des actionnaires fait l'objet d'études et de témoignages de la part du service de financement de la compagnie et d'un expert financier de l'extérieur.

Calcul du coût en capital
Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 1999
(000'\$)

No de ligne	Description	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation Consolidée (1)	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation A.N.R. (2)	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation Réglementée (3)	Répartition (4)	Taux Annuels (5)	Taux Pondéré (6)
1	Titrisation des créances commerciales	43,000		43,000	3.08%	5.1000%	0.16%
2	Emprunt à taux flottant	10,060		10,060	0.72%	5.9400%	0.04%
3	Crédit à terme à taux flottant	<u>140,538</u>	<u>16,375</u> (1)	<u>124,163</u>	<u>8.89%</u>	<u>5.2700%</u>	<u>0.47%</u>
4	Total dette à court terme	193,598	16,375	177,223	12.69%	5.2668%	0.67%
5	Dette à moyen terme	51,923		51,923	3.72%	9.6259%	0.36%
6	Dette à long terme	<u>525,284</u>	0	<u>525,284</u>	<u>37.60%</u>	9.5158%	<u>3.58%</u>
7	Dette totale	770,805	16,375	754,430	54.00%	8.5253%	4.60%
8	Actions privilégiées	104,773		104,773	7.50%	5.8400%	0.44%
9	Avoir des actionnaires ordinaires	<u>697,641</u>	<u>159,830</u>	<u>537,811</u>	<u>38.50%</u>	10.5700%	<u>4.07%</u>
10	Total	<u>1,573,220</u>	<u>176,205</u>	<u>1,397,015</u>	<u>100.00%</u>		<u>9.11%</u>

(1) Dettes moyennes relatives au financement des projets de pipelines PNGTS- TQM ainsi que celle du CTGN

Calcul du coût en capital
Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 1999
(000\$)

No de ligne	Description	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation Consolidée (1)	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation A.N.R. (2)	Moyenne Mensuelle de la Capitalisation Réglementée (3)	Répartition (4)	Taux Annuels (5)	Taux Pondéré (6)
1	Titrisation des créances commerciales	43,000		43,000	3.08%	5.1000%	0.16%
2	Emprunt à taux flottant	10,060		10,060	0.72%	5.9400%	0.04%
3	Crédit à terme à taux flottant	<u>140,538</u>	<u>16,375</u> (1)	<u>124,163</u>	<u>8.89%</u>	<u>5.2700%</u>	<u>0.47%</u>
4	Total dette à court terme	193,598	16,375	177,223	12.69%	16.3100%	0.67%
5	Dette à moyen terme	51,923		51,923	3.72%	9.6259%	0.36%
6	Dette à long terme	<u>525,284</u>	0	<u>525,284</u>	<u>37.60%</u>	9.5158%	<u>3.58%</u>
7	Dette totale	770,805	16,375	754,430	54.00%	35.4517%	4.60%
8	Actions privilégiées	104,773		104,773	7.50%	5.8400%	0.44%
9	Avoir des actionnaires ordinaires	697,641	159,830	<u>537,811</u>	<u>38.50%</u>	10.7975% (2)	<u>4.16%</u>
10	Total	<u>1,573,220</u>	<u>176,205</u>	<u>1,397,015</u>	<u>100.00%</u>		<u>9.20%</u>

(1) Dettes moyennes relatives au financement des projets de pipelines PNGTS- TQM ainsi que celle du CTGN

(2) 10.57% SCGM14, document 3 + 0.2275% attribuable à l'impact de l'encadrement réglementaire SCGM15, document 1

Structure mensuelle du capital projeté
Pour l'exercice financier se terminant le 30 septembre 1999
(000\$)

No de Ligne Description	1998 1er octobre (1)	1998 Octobre (2)	Novembre (3)	Décembre (4)	1999 Janvier (5)	Février (6)	Mars (7)	Avril (8)	Mai (9)	Juin (10)	Juillet (11)	Août (12)	1999 Septembre (13)	Total (14)	Moyenne mensuelle (15)
1 TITRISATION DES COMPTES/RECEVOIR	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	43,000	559,000	43,000
2 EMPRUNTS A TAUX FLOTTANT	22,463	4,676	19,018	5,559	15,463	7,468	8,272	10,551	568	14,230	9,954	8,042	4,514	130,775	10,060
3 CREDIT A TERME	229,000	204,000	204,000	204,000	129,000	104,000	79,000	79,000	54,000	54,000	104,000	179,000	204,000	1,827,000	140,539
4 DETTE CTGN	(3,530)	(3,530)	(3,530)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(3,360)	(44,190)	(3,399)
5 DETTE PNGTS - TQM	(37,463)	(41,262)	(44,366)	(45,585)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	(168,686)	(12,976)
6 TOTAL DETTE À COURT TERME	253,470	206,884	218,122	203,604	184,103	151,108	126,912	129,191	94,208	107,870	153,594	226,682	248,154	2,303,899	177,223
7 DETTE À MOYEN TERME															
8 Débitures															
9 9.25% - août 1999	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	0	0	550,000	42,308
10 9.9% - 1 er février 1999	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	0	0	0	0	0	0	0	0	125,000	9,615
11 TOTAL À MOYEN TERME	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	0	0	675,000	51,923
12 DETTE À LONG TERME															
13 Débitures															
14 11 1/2% - Nov. 2005	48,000	48,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	45,000	591,000	45,462
15 10 1/2% - Dec. 2006	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	975,000	75,000
16 11.84% - Oct. 1999	39,664	37,416	37,416	37,416	37,416	37,416	37,416	35,282	35,282	35,282	35,282	35,282	35,282	475,852	36,604
17 10.45% - Oct. 2016	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	125,000	1,625,000	125,000
18 9.00% - 16 mai 2025	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	1,300,000	100,000
19 7.20% - 19 nov 2027	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	650,000	50,000
20 6.95% - 31 oct 2029	0	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	1,200,000	92,308
21 Total Débitures	437,664	535,416	532,416	532,416	532,416	532,416	532,416	530,282	530,282	530,282	530,282	530,282	530,282	6,816,852	524,373
22 Total obligations et débitures	437,664	535,416	532,416	532,416	532,416	532,416	532,416	530,282	530,282	530,282	530,282	530,282	530,282	6,816,852	524,373
23 Location-acquisition	1,379	1,243	1,177	1,111	1,044	977	909	841	772	703	633	563	492	11,844	911
24 TOTAL DETTE À LONG TERME	439,043	536,659	533,593	533,527	533,460	533,393	533,325	531,123	531,054	530,985	530,915	530,845	530,774	6,828,696	525,284
25 ACTIONS PRIVILEGIEES															
26 Série A 1978	4,858	4,858	4,858	4,658	4,658	4,658	4,458	4,458	4,458	4,258	4,258	4,258	4,058	58,754	4,520
27 Série C 1986	52,500	52,500	52,500	51,750	51,750	51,750	51,000	51,000	51,000	50,250	50,250	50,250	49,500	666,000	51,231
28 Série 1994	5,500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,500	423
29 Série 1985	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	11,600	150,800	11,600
30 Série 1996	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	10,800	140,400	10,800
31 Série 1997	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	50,700	3,900
32 Série 1998	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	11,500	149,500	11,500
33 Série 1999	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	11,700	140,400	10,800
34 TOTAL ACTIONS PRIVILEGIEES	100,858	106,858	106,858	105,908	105,908	105,908	104,958	104,958	104,958	104,008	104,008	104,008	103,058	1,362,054	104,773
35 AVOIR DES ACTIONNAIRES ORDINAIRES	503,160	470,747	486,952	518,756	541,437	570,346	595,691	573,440	575,064	571,636	531,621	527,225	525,468	6,991,540	537,811
36 TOTAL-CAPITALISATION	1,371,331	1,396,147	1,420,524	1,436,794	1,439,908	1,410,755	1,410,886	1,388,711	1,355,283	1,364,498	1,370,138	1,388,760	1,407,454	18,161,189	1,397,015

Coût de la dette obligataire
Moyenne de 13 mois au 30 septembre 1999
(000'\$)

No de ligne	Description	Moyenne mensuelle (13 mois) (1)	Frais financiers (12 mois) (2)	Taux moyen (3)
1	<u>Débetures moyen terme</u>			
2	9.25% - Aout 1999	42,308	3,913	
3	9.9% - 1 er février 1999	9,615	952	
4	Total	<u>51,923</u>	<u>4,865</u>	
5	Amortissement des frais de la dette		<u>133</u>	
6	Total à moyen terme	51,923	4,998	<u>9.6259%</u>
7	<u>Débetures à long terme</u>			
8	11 1/2% - Nov. 2005	45,462	5,228	
9	10 1/2% - Dec. 2006	75,000	7,875	
10	11.84% - Oct. 1999	36,604	4,334	
11	10.45% - Oct. 2016	125,000	13,063	
12	9.00% - 16 mai 2025	100,000	9,000	
13	7.20% - 19 nov. 2027	50,000	3,600	
14	6.95% - 31 oct 2029	<u>92,308</u>	<u>6,415</u>	
15	Total	524,373	49,515	
16	Location acquisition	911	65	
17	Amortissement des frais de la dette		<u>406</u>	
18	Total à long terme	<u>525,284</u>	<u>49,985</u>	<u>9.5158%</u>
19	Total dette obligataire	<u>577,207</u>	<u>54,983</u>	<u>9.53%</u>

**Amortissement des frais d'émissions de la dette obligataire
12 mois au 30 septembre 1999
(000'\$)**

No de ligne	Description	DETAIL DES EMISSIONS			FRAIS D'EMISSION	
		Date de l'émission	Date de l'échéance	Montant original de l'émission	Coût total de l'émission	Amort. 12 mois
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
1	Débetures à moyen terme					
2	9.25% - Aout 1999	1994-08-05	1999-08-05	50,000	775	120
3	9.9% - 1 er février 1999	1995-02-01	1999-02-01	<u>25,000</u>	<u>140</u>	<u>13</u>
4	Total à moyen terme			75000	915	<u>133</u>
5	Débetures à long terme					
6	11 1/2% - Nov. 2005	1985-11-15	2005-11-15	75,000	1,100	50
7	10 1/2% - Dec. 2006	1986-11-01	2006-11-01	75,000	1,022	52
8	11.84% - Oct. 1999	1989-10-01	1999-10-01	100,845	692	70
9	10.45% - Oct. 2016	1991-10-25	2016-10-31	125,000	1,438	58
10	9.00% - Mai 2025	1995-05-15	2025-05-16	75,000	1,382	46
11	7.20% - Nov. 2027	1996-11-19	2027-11-19	50,000	761	24
12	6.95% - Oct 2029	1998-10-01	2029-10-01	100,000	840	<u>28</u>
13	Sous-total					<u>327</u>
14	Amortissement - Frais de démarrage de la titrisation					20
15	Amortissement - Conv. 150MM\$					37
16	Amortissement - Conv. cred. 300 MM\$					22
17	Total à long terme					<u>406</u>
18	Total					<u>539</u>

Taux effectif moyen des actions privilégiées
12 mois se terminant le 30 septembre 1999
(000'\$)

No de ligne	Description	Série 1978 de second rang (1)	Série C 1986 de second rang (2)	Série 1994 (5)	Série 1995 (6)	Série 1996 (7)	Série 1997 (8)	Série 1998 (9)	Série 1999 (9)	Total (10)	
1	Taux du dividende	<u>7.85%</u>	(A) <u>4.68%</u>	<u>6.25%</u>	<u>7.50%</u>	<u>7.75%</u>	(D) <u>7.15%</u>	<u>5.47%</u>	<u>5.00%</u>		
2	Moyenne mensuelle	4,520	51,231	423	11,600	10,800	3,900	11,500	10,800	104,773	
3	Coût d'émission	(B) (182)	(B) (1,512)	(C) (12)	(C) (342)	(C) (319)	(C) (115)	(C) (339)	(C) (319)	(3,140)	
4	Produit net	4,337	49,719	411	11,258	10,481	3,785	11,161	10,481	101,633	
5	Dividendes	(1) *(2)	355	2,398	26	870	837	279	629	540	5,934
6	Taux moyens effectifs (5)/(4)	8.18%	4.82%	6.44%	7.73%	7.99%	7.37%	5.64%	5.15%	<u>5.84%</u>	

Notes:

- A) Depuis le 1er avril 1991, le taux du dividende versé s'établi à 72% de la moyenne des taux préférentiels de trois importantes banques à charte canadiennes désignées, à l'égard de période de trois mois.
- B) Le coût d'émission est calculé au prorata du nombre moyen d'actions en circulation au cours de la période de 12 mois se terminant le 30 septembre 1999
- C) Les frais d'émission sont dans la même proportion que pour l'émission de la série C. (2.951% du montant de l'émission)

**NOTATIONS DE CRÉDIT
DES PRINCIPAUX DISTRIBUTEURS
ET TRANSPORTEURS CANADIENS**

	CBRS	CBRS	DBRS	DBRS
	Obligations	Papier commercial	Obligations	Papier commercial
Gaz Métropolitain	A (high)	A-1	A	R-1 (low)
Alberta Natural Gas	A (low)	n/a	A (low)	n/a
BC Gas	BBB	A-1	A	R-1 (low)
Canadian Utilities	AA	A-1 (high)	AA (low)	R-1 (mid)
Centra Gas Ontario	BBB (high)	N/A	A	N/A
Consumers' Gas	A (high)	A-1	A	R-1 (mid)
Union Gas	A (low)	A-1	A	R-1 (low)
Nova Gas Transmission	A (low)	A-1 (low)	A (low)	R-1 (low)
TransCanada PipeLines	A (high)	A-1 (low)	A (high)	R-1 (mid)
Westcoast Energy	A (low)	A-1	A (low)	R-1 (low)
Trans Québec & Maritimes	A (low)	N/A	A (low)	N/A

NOTATION DE CRÉDIT

D B R S

Gaz Metropolitan, Inc.

(Rating and report based on the Guarantor,
Gaz Metropolitan and Company, Limited Partnership)

Current Report: June 23, 1997

Previous Report: June 12, 1996

RATING

<u>Rating</u>	<u>Trend</u>	<u>Rating Action</u>	<u>Debt Rated</u>
'A'	Stable	Confirmed	First Mortgage Bonds
'A'	Stable	Confirmed	Other Secured Term Debt

Tim Crocker
(514) 297-4474

RATING HISTORY (as at December 31)

	<u>Current</u>	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>	<u>1993</u>	<u>1992</u>
First Mtge. Bonds & Other Sec. Term Debt	'A'	'A'	'A'	'A'	'A'	'A'

RATING UPDATE

The mainline gas distribution system of Gaz Metropolitan and Company, Limited Partnership ("GMCLP") is mature, and the rate base has experienced only modest growth over the past several years, which we expect will continue to be the case in the context of a relatively slow growth Quebec economy. Through joint ventures, GMCLP is involved in two large pipeline projects seeking approval to build pipelines to deliver natural gas from Quebec to the New England States in the first case, and Sable Island natural gas from Nova Scotia to Quebec, Ontario and the New England States in the second case. The first project will likely proceed irrespective of whether the second project proceeds. The potential equity contributions by GMCLP would be

\$50 million and \$125 million respectively. There is a competing proposal for the second project. GMCLP's policy has been to finance equity investments with equity, which we expect will continue to be the case. The regulatory climate for GMCLP's mainline 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 authorized levels on the mainline. Also, rate base capitalization ratios adequately compensate for GMCLP's risk profile.

RATING CONSIDERATIONSStrengths:

- Regulation is supportive
- Earnings stability is protected by deferral accounts
- Balance sheet has large equity component
- Normalized taxation helps coverage ratios
- Majority ownership by government agencies

Challenges:

- Future regulatory environment
- Competing energy sources, particularly electricity
- Industrial concentration of customers
- System maturity: growth is slow
- Quebec economy is sluggish and uncertain.

FINANCIAL INFORMATION

Year ended September 30

	<u>1996</u>	<u>1995</u>	<u>1994</u>	<u>1993</u>	<u>1992</u>	<u>1991</u>	<u>1990</u>
Consolidated (\$ millions)	1,340	1,316	1,229	1,178	1,165	1,152	1,109
GMCLP rate base	55.83%	56.11%	57.65%	53.32%	52.46%	54.70%	51.42%
% debt in capital structure	2.52X	2.44X	2.43X	2.52X	2.45X	2.46X	2.59X
Interest coverage	12.00%	12.00%	12.00%	12.50%	14.00%	14.25%	14.25%
Authorized common equity return	11.66%	12.88%	12.13%	12.00%	13.78%	14.45%	14.49%
Return on common equity							

COMPANY

Gaz Métropolitain Inc. ('Gaz Met') is the general partner in GMCLP and currently owns 80% of the partnership units. Its shares are indirectly owned approximately 38% by Hydro Quebec, which has an option on an additional 8%, 36% by the Caisse de Depot and 18% by Gaz de France. Its only investment is in the units of GMCLP, and its function is to act as a financing vehicle for GMCLP. It raises debt financing for GMCLP, when required, and on-lends funds to GMCLP on a back-to-back basis on similar terms and conditions.

Gaz Metropolitan and Company, Limited Partnership GMCLP distributes natural gas throughout Quebec in its exclusive service area which includes all major population areas, and is engaged in related activities. It also owns 50% of the TQM Pipeline Partnership and 100% of Northern New England Gas Corporation, which in turn owns 100% of Vermont Gas Systems Inc.

Natural Gas Distribution**DOMINION BOND RATING SERVICE LIMITED**

Information used in this Report comes from sources believed to be reliable, but we cannot guarantee that it, or the opinions in this Report, are complete or accurate. This report is not to be construed as an offering of any securities, and it may not be reproduced without our consent.

RATING CONSIDERATIONS

Strengths: (1) The regulatory environment has been stable supportive to date with respect to business, financial and regulatory risks facing the partnership, and in supporting programs to promote the use of natural gas in heating applications within the Province of Quebec. Other than factors below, GMCLP has from time to time been allowed the flexibility to adjust its rates to counter competitive pricing threats from competing energy sources to retain customers, the cost of which is covered in deferral accounts, and to offer conversion grants to selected potential customers. (2) All of the major non-controllable revenue and cost variables, weather and gas prices in particular, are covered by stabilization accounts, which adds a great deal of stability to earnings. (3) Balance sheet capitalization ratios have a moderately higher equity component than GMCLP's peer group which takes into account the somewhat unique competition from low cost hydro electricity, customers with dual fuel use capacity, and high industrial concentration. (4) 80% of GMCLP's equity is controlled by Hydro Quebec, the Caisse de Depot, and Gaz de France, a French state agency.

Challenges: (1) A new regulatory body has been established to regulate natural gas and electricity in Quebec. This could result in a more level playing field between competing forms of energy than is currently the case which could benefit GMCLP. (2) Natural gas competes against electricity and #6 and #2 fuel oil in heating applications. In the residential market, Gaz Met has a low penetration where hydro is favoured due to lower up front or conversion costs. For customers who have dual energy capacity, on a regular rate basis, gas is competitive with electricity. However, from time to time, Quebec Hydro has resorted to price discounting to gain customers. (3) Over 60% of gas deliveries are to industrial markets whose performance varies with fluctuations in the level of economic activity. (4) The gas distribution market in Quebec is mature with only moderate upside potential. (5) The Quebec economy has partially recovered from the recession. However, growth potential is somewhat limited and the political uncertainty is not helpful.

EARNINGS

Due to the weather sensitive nature of the gas distribution business, earnings are seasonal. Typically, earnings in the first six months of the year, October to March, approximate annual results. Earnings for the first six months of 1997, before provision for deemed income taxes were \$147 million, virtually unchanged from earnings recorded in the first six months and full year in 1996. Demand growth in the industrial sector this year more than offset the negative impact of a 50 basis point decline in the allowed rate of return on the mainline pipeline system, which accounts for about 85% of earnings. As noted earlier, most earnings

variables compared to forecast are covered by stabilization accounts, the most significant of which are related to fluctuations in weather temperatures and the impact of gas prices on storage inventories. As a result, annual earnings normally approximate authorized returns. Although the Gaz Met and TQM partnerships are not taxable, they are allowed to collect normalized deemed income taxes in tolls. Due to changes in the timing of the deductibility of certain items, this resulted in a temporary uplift in 1995 earnings, which accounted for the slight decline in 1996 earnings on an after-tax basis.

BALANCE SHEET

The authorized capitalization ratios for the regulated mainline are 54% debt and 46% equity. The equity portion is represented by partnership units, which for regulatory purposes are deemed to consist of 7.5% preferred shares and 38.5% common shares. All of the unconsolidated debt of GMCLP (84% of total consolidated debt) represents back to back loans from Gaz Met. Historically, capitalization ratios for the mainline have been maintained close to regulated guidelines. Virtually all of GMCLP's earnings are distributed annually to unit holders. In 1996, retained cash flow was sufficient to finance virtually all of a much lower amount of outlays for capital expenditures and deferred charges and other items, which is expected to be the case this year. As a result, no equity issues were necessary in 1996, and none are planned this year. Subsequent to the year end, all of GMCLP's secured debentures were classified as first mortgage bonds as a result of a trust

indenture amendment. In November 1996, Gaz Met filed a short term prospectus to issue up to \$150 million of first mortgage bonds to repay an equivalent amount of borrowings under a credit facility. \$50 million of the authorized amount was issued in November. GMCLP is a member of a consortium seeking approval to build a natural gas pipeline from New Hampshire to Boston. The connecting pipeline from a point near Montreal will be built, subject to NEB approval, by TQM. Through joint ventures, GMCLP is involved in a proposal to build a pipeline to deliver natural gas from the Sable Island project to markets in the Maritimes, Quebec, Ontario, and the New England States through PNGTS. The former project will likely proceed whether or not the latter project, for which there is a competing proposal, is approved and proceeds. The potential equity investment would be about \$50 million in the first case, and \$125 million in the second case.

Gaz Metropolitan and Company, Limited Partnership

Balance Sheet

(\$ millions)

	September 30			Liabilities & Equity	September 30		
	1996	1995	1994		1996	1995	1994
Assets							
Cash	0	7.0	7.3	Bank borrowings (1)	75.0	84.9	95.5
Receivables (1)	82.1	101.5	89.9	Other current debt	12.1	81.3	56.2
Inventories	75.7	81.6	115.6	Payables & accruals	139.4	143.1	152.3
Prepaid exp & other	24.8	19.9	16.3	Current liabilities	226.5	309.3	304.0
Current assets	182.6	210.0	229.1	Long term debt	842.0	767.5	739.0
Fixed assets	1,419.3	1,372.8	1,300.5	Partners' equity	734.9	730.3	654.4
Deferred items	166.5	196.3	137.5				
Goodwill	21.4	19.7	20.5				
Other assets	13.6	8.3	9.8				
	1,803.4	1,807.1	1,697.4		1,803.4	1,807.1	1,697.4

Balance Sheet &

Liquidity Ratios

	September 30							
	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989
Working capital ratio	0.81X	0.68X	0.75X	0.91X	0.74X	1.10X	0.68X	0.82X
% Debt in capital structure	55.83%	56.11%	57.65%	53.32%	52.46%	54.70%	51.42%	54.19%
% Net debt in capital structure	55.83%	55.93%	57.44%	52.96%	52.46%	54.70%	51.42%	54.19%
Debt to cash generation	3.37X	3.76X	3.52X	3.10X	2.91X	3.43X	3.04X	3.58X
Partners' distributions/income	97.14%	98.43%	97.83%	154.84%	66.16%	113.85%	89.01%	95.79%
Retained cash flow/ net invest	107.72%	49.92%	42.92%	23.75%	161.17%	22.96%	145.23%	84.93%
Capex/Y/E Gross fixed assets	5.10%	7.17%	5.77%	6.66%	4.22%	5.13%	4.55%	4.72%
Capital expenditures/depn.	1.58X	2.26X	1.82X	2.00X	1.22X	1.69X	1.54X	1.58X
Average depreciation rate	3.48%	3.49%	3.61%	3.62%	3.57%	3.27%	3.16%	3.25%
Revenue/Avge net fixed assets	0.82X	0.85X	1.02X	1.02X	1.09X	1.02X	1.03X	1.00X
Interest coverage	2.52X	2.44X	2.43X	2.52X	2.45X	2.46X	2.59X	2.50X
Fixed charge coverage	2.28X	2.22X	2.23X	2.27X	2.20X	2.16X	2.23X	2.13X

Income Statements

(\$ millions)

For the year ended September 30

	1996	1995	1994	1993	1992	1991	1990	1989
Sales	1,149.5	1,134.8	1,228.4	1,065.9	1,091.1	1,015.9	987.5	928.2
Operating income	241.5	228.5	210.0	184.4	187.5	188.5	184.0	165.6
Reported income (2)	145.8	135.0	123.6	111.4	111.0	111.9	108.2	97.0
Net income (3)	80.1	83.1	71.4	66.1	69.4	73.2	73.3	68.3
Common share earnings (3)	73.5	77.3	66.2	60.7	63.2	65.5	65.9	60.7
Cash generation	275.7	248.5	252.8	220.5	210.7	196.1	190.9	165.7

Profitability Ratios

Profit margin	6.39%	6.82%	5.39%	5.69%	5.79%	6.45%	6.67%	6.54%
Operating and maintenance expenses to gross margin	30.61%	32.49%	33.38%	36.21%	33.01%	31.40%	31.54%	32.73%
Return on equity (3)	10.93%	11.91%	11.23%	11.12%	12.75%	13.55%	13.53%	12.70%
Return on common equity (3)	11.66%	12.88%	12.13%	12.00%	13.78%	14.45%	14.49%	13.62%
Return on capital (3)	8.44%	8.84%	8.98%	9.23%	10.03%	10.33%	10.39%	9.84%

Selected Data

GMCLP Rate base (\$ millions)	\$1,340.1	\$1,316.4	\$1,228.9	\$1,178.0	\$1,164.8	\$1,152.8	\$1,108.7	\$1,092.4
Common equity component	38.14%	37.99%	38.26%	39.13%	38.48%	38.61%	39.83%	39.48%
Common equity return	12.00%	12.00%	12.00%	12.50%	14.00%	14.25%	14.25%	13.50%

(1) Receivables and debt have been adjusted to include sold receivables. (2) Pre-tax. The partnership is not taxable.

(3) After imputed income taxes, as if the partnership were taxable.

Societe en Commandite Gaz Metropolitain

Unconsolidated financial results

Balance Sheet

(\$ millions)

	September 30				September 30		
	1996	1995	1994		1996	1995	1994
Assets				Liabilities & Equity			
Cash	0	4.3	4.5	Short term debt (1)	60.4	81.0	95.5
Receivables (1)	74.0	94.8	81.7	Maturing term debt	24.8	90.1	59.3
Inventories	71.3	77.4	113.1	Payables & accruals	115.6	125.4	130.7
Prepaid expenses	21.2	16.2	11.4	Current liabilities	200.8	296.5	285.5
Current assets	166.5	192.7	210.7	Long term debt	691.4	608.1	580.8
Fixed assets	1,183.3	1,155.5	1,084.7	Partners' equity	734.9	730.3	654.4
Deferred items	153.2	177.1	132.1				
Stabilization accounts	6.4	11.8	1.0				
Investments & advances							
- TQM	58.8	54.3	50.3				
- Northern NE Gas	31.1	28.8	26.1				
- Other	27.8	14.7	15.8				
	117.7	97.8	92.2				
	1,627.1	1,634.9	1,520.7		1,627.1	1,634.9	1,520.7

Balance Sheet &

Liquidity Ratios

	September 30				
	1996	1995	1994	1993	1992
Working capital ratio	0.83X	0.65X	0.74X	0.97X	0.79X
% Debt in capital structure	51.38%	51.62%	52.92%	52.34%	52.49%
% Adj. debt in cap structure *	55.43%	55.09%	56.47%	53.43%	52.58%
% Net debt in capital structure	51.38%	51.48%	52.77%	52.08%	52.49%
Debt to cash generation **	3.18X	3.56X	3.18X	3.03X	2.92X
Partners' distributions/income	97.14%	98.43%	97.81%	154.75%	66.22%
Retained cash flow/ net invest	0.93X	0.39X	0.34X	0.22X	1.62X
Capex/Y/E gross fixed assets	5.06%	7.96%	6.73%	4.04%	4.23%
Capital expenditures/deprec.	1.55X	2.52X	2.04X	1.97X	1.22X
Average depreciation rate	3.52%	3.54%	3.60%	3.62%	3.57%
Imputed effective tax rate ***	46.13%	38.60%	42.94%	40.78%	37.04%
Interest coverage	2.66X	2.56X	2.59X	2.54X	2.45X
Fixed charge coverage	2.34X	2.28X	2.31X	2.27X	2.17X

Income Statement

(\$ millions)

	Year ended September 30				
	1996	1995	1994	1993	1992
Sales	1,041.3	1,025.8	1,126.0	1,027.7	1,088.8
Operating income	205.3	192.8	181.3	181.1	187.1
SCGM earnings after tax	69.0	72.1	63.5	65.1	69.6
SCGM common share earnings after tax	62.5	66.3	58.3	59.7	63.5
Equity earnings after tax	11.1	11.0	7.9	1.0	(0.3)
Total common share earnings after tax	73.5	77.3	66.2	60.7	63.2
SCGM cash generation	244.3	218.7	230.9	216.9	210.2

Profitability Ratios

Gross margin	37.93%	37.47%	32.73%	36.82%	34.71%
Operating margin	19.71%	18.79%	16.10%	17.62%	17.18%
Net margin	6.00%	6.46%	5.18%	5.81%	5.83%
Return on SCGM equity	12.22%	13.26%	12.40%	12.92%	14.17%
Authorized rate of return	12.00%	12.00%	12.00%	12.50%	14.00%

(1) Adjusted to include sold receivables.

* Equity and partnership investments are deemed to be financed 100% with equity. For purposes of this calculation, the equity component in the capital structure is reduced by the equity equivalent on the asset side of the balance sheet. **Due to the fact that virtually 100% of pre-tax earnings are paid out to shareholders, this ratio is not meaningful. ***The partnership is not taxable. Imputed taxes are calculated at the statutory tax rate of 36.9% applicable to Quebec companies. Variations from this rate are due to timing differences, which are covered by deferral accounts.

NOTATION DE CRÉDIT

CBRS

March 19, 1997

(For subsequent rating information, please refer to the CBRS Quarterly Update report) Volume II - Utilities - Gas & Electrical

Filing Instructions: Replaces Credit Analysis dated October 23, 1996.

RATING OPINION

CBRS has reaffirmed the ratings on Gaz Métropolitain and Company, Limited Partnership's (GMi) outstanding securities. GMi's Commercial Paper remains at A-1 and its First Mortgage Bonds at A(High). The rating outlook has been maintained at Stable.

During 1996, the company managed slight improvements in its debt burden and coverage ratios. Despite a difficult economic situation in Quebec, margins continued to improve resulting in higher profits and stronger cash flow from operations.

Hydro Quebec recently acquired a 38.16% equity stake in Noverco (GMi's parent company) with an option to buy Levesque Beaubien's 8.40% stake as well. From an anti-competitive standpoint, no challenge is expected to this initiative as long as regulatory safeguards protecting consumers remain in place. CBRS views the acquisition as ratings neutral.

ANALYSIS

Improvements in 1997 first quarter revenues for the company are primarily due to the increased selling price of natural gas in late 1996. Revenues increased 8.5% to \$350 million while net income rose 4.4% from \$56 million to \$58 million. Gross margin, a good indicator of performance, increased by 1.7%.

GMi reported an 8% increase in earnings for fiscal year end 1996 despite revenues which were only 1.3% higher. Sales volume rose 5.2% attributable to a longer and colder winter than average, but mitigated by lower natural gas prices in early 1996. Reflective of Quebec's economic situation, GMi's growth in rate base was limited to 1.8% in 1996 with a similar prognosis for 1997. The departure of GMi's former President and CEO (Mr. André Caillé), along with two other GMi executives, for Hydro Quebec, left the company with a number of senior management vacancies. As a result, some business initiatives have progressed at a slower pace. The CEO position was filled this February by Mr. Robert Tessier who held the position of Quebec's Deputy Energy Minister during the 1980's and has since worked on other energy related projects.

The current price advantage natural gas holds vs. most alternate energy sources helps reduce GMi's overall business risk. However, recent price volatility in energy markets combined with the flexibility of large load customers to switch energy sources highlights how quickly competitive conditions can change. Potential decreases in oil prices and electric rates which are amongst the lowest in the world, remain major competitive concerns to the company. In the near term, GMi remains affected by Hydro Quebec's cross-subsidization of residential electricity rates which makes for an uneven playing field. However, GMi is confident that market pressures will correct this practice over the next five years. In addition, profitability at Hydro Quebec should benefit GMi as electricity rates, residential in particular, could suffer an exceedingly upward bias despite reduced costs from operational rationalization. As electricity rates begin to rise, residential space heating with natural gas will become

CREDIT RATINGS			
Commercial Paper			A-1
First Mortgage Bonds			A(High)
Rating Outlook: <i>Stable</i>			
PRELIMINARY RESULTS			
(\$000,000's)	1996	1995	%Chg.
Revenues	350	323	+8.4%
Net Earnings	58	56	+3.5%
Long Term Debt	871	945	-7.8%
Interest Coverage	2.7x	2.6x	+3.8%
CORPORATE PROFILE			
<p>The Partnership operates an integrated system for the distribution, storage and transportation of natural gas. The Partnership's service area, which was attributed exclusively to the Partnership by law, includes substantially all the current and potential natural gas users in the Province of Quebec. It has over 147,000 customers in Quebec, covering 236 municipalities. The Partnership also owns all of the shares of Northern New England Gas Corporation (NNEG) which in turn owns Vermont Gas Systems, Inc. (VGS), the sole gas distributor in the State of Vermont, serving more than 27,659 customers. Its system comprises 712 km of pipeline and its operations are regulated by the Vermont Public Service Board. The Partnership holds a 50% ownership interest in TQM Pipeline Partnership (TQM) which operates a gas pipeline in Quebec supplying about 62% of the natural gas distributed by the Partnership in the service area. TQM is regulated by the National Energy Board, as is Champion Pipe Line Corporation Ltd, a subsidiary of the Partnership which operates two pipelines crossing the Ontario border into northwestern Quebec. The GMi Partnership is managed by Gaz Metropolitain, inc., which holds 80% of its Units, with public investors holding the remaining 20%.</p>			

increasingly viable. However, with the deregulation of North American energy markets and the continued build-out of pipeline capacity into the US, Canadian natural gas prices could drift upwards as they converge with US prices which are currently higher.

The company's business is currently weighted towards industrial and commercial customers making the company more susceptible to economic fluctuations. In addition, the company's location at the end of the TCPL/TQM pipeline forces the company into longer term contracts thereby increasing the company's exposure to price fluctuations. These vulnerabilities are partially mitigated by regulatory measures which allow GMi to use fixed long term natural gas prices and/or use flexible rates to reduce gas rates in order to retain existing customers and to continue developing its customer base. The company is being cautious in its long-term supply contracts in anticipation of Sable Island gas (expected by fiscal year 2000) which could alter the supply situation in GMi's favor.

GMi continues to benefit from the strong export sector which is driving the activity of its industrial customer base. However, domestic consumption and growth remains weak as Quebec's

ANALYSIS

conomic situation continues to lag Canadian and North American averages. Commercial and industrial vacancies remain high, especially in Montreal, and the growth potential from new large industrial customers remains limited. Unemployment also remains high and the province is experiencing net population losses. As a result, GMi has experienced some reduction in its customer base. Although new housing statistics show considerable improvement on a percentage basis, the actual number of new housing starts remains quite low. In addition, weak consumer confidence combined with the comparatively higher installation costs of natural gas heating for new construction is having a negative effect on residential customer growth. As a result, most of GMi's growth will be limited to growth in demand from existing customers and the potential along the existing gas system.

GMi's long term prospects will be primarily driven by growing penetration of the residential market, cogeneration and US operations. Development of the residential market will offer GMi strong growth opportunities combined with the risk reducing attributes associated with a more diversified customer base. Management's view is that natural gas will play an increasing role within Quebec's energy market as Hydro Quebec increases its local rates to provide a better return on its investment and explores alternatives allowing it to shift a larger percentage of its production to the more lucrative south. In addition, the days of hydro-electric "mega-projects" appear to be over and there is a marked trend towards smaller, on-site, gas fired generating plants (cogen) producing electricity and steam for larger industrial clients.

The company has acquired and developed a number of pipelines and distribution systems in Quebec and the US Northeast. These initiatives form part of the company's efforts to become a natural gas transportation and storage hub for Northeastern North America and outline the company's plans to expand its franchise area in Quebec and increase its US revenues. The Portland Natural Gas Transmission System proposal (18% owned by GMi) to supply gas into the Portland and Boston areas has received preliminary authorization pending an environmental review. The Sable Island pipeline project forms another part of the overall plan. The GMi/TCPL consortium believes its project holds the advantage vs. competing proposals due to its wider market coverage, better linkage with existing systems and its 100% made-in-Canada infrastructure. If approved, these projects will significantly enhanced GMi's growth potential as well as its business risk.

Outlook: STABLE

Despite the economic climate, GMi operates a very efficient gas system maximizing its competitive price advantages and maintaining its sound financial position. Despite recent increases in gas prices, natural gas remains competitive with, if not more attractive than, competing energy sources. The economic situation

RATING HISTORY

1st Mortgage Bonds

1973 - 81 B+

1982 - 83 B++

1984 A

1985 - Present A(High)

Gen. Mtg. Bonds

1973 - 81 B+

1982 - 83 B++

1984 A

1985 - 89 A(High)

1989 Withdrawn

Unsecured Deb.

1973 - 81 B

1982 - 83 B+

1984 B++

1985 - Sept. 1991 A

Sept. 1991: unsec. deb. became secured

Secured Deb.

Sept. 1991 - Nov. 1996 A(High)

Nov. 1996: Secured Deb. became First Mortgage Bonds upon the maturity of the old FMB

Preferred Shares

1982 - 84 P-3

1985 - Sept. 1991 P-2

Sept. 1991 Withdrawn

Commercial Paper

1988 - Present A-1

COMMERCIAL PAPER

Authorized Amount: \$240 million

Most Frequent Maturity Term: 30-60-90-120 days

Activity: Regularly active issuer.

Dealers: ScotiaMcLeod, National Bank Securities, RBC Dominion Securities, Wood Gundy, TD Bank Securities, Bank of Montreal Securities and Royal Bank.

Bank Back Up: Total short term debt cannot exceed \$240 million revolving line of credit supported by CIBC, National Bank, La Caisse Centrale Desjardins du Quebec, CitiBank, Royal Bank, and TD Bank.

has had a negative effect on the growth of the rate base, but it continues to grow, albeit at a slower pace. In the near-to-mid term, abundant natural gas reserves (especially when including Sable Island) insures the security of supply and reduces the company's business risk. In addition, the company is active in forward markets securing both future requirements and price levels. The company's share of Quebec's energy market remains in the 16%-17% range where it is expected to remain until Quebec's economy improves or competitive factors force a significant market shift. The Hydro acquisition may signal the dawn of a complementary competitive environment between Hydro and GMi which will allow both players to exercise and maximize their operational advantages.

LONG TERM DEBT (As of Sept. 30, 1996)

SER	TYPE	CUSIP	CPN	MATURITY	CURR	FREQ	DAY CNT	ISSUED	O/S(MM)	OPTIONS	LEAD	RATING
-	FMB	368271AK8	11.250	01-Dec-97	C\$	SEMI	ACT/ACT	1987	50	NC	CIBC	A(High)
E	FMB	-	9.900	01-Feb-99	C\$	SEMI	ACT/ACT	1995	25	NC	TD	A(High)
E	FMB	368271AM4	9.250	05-Aug-99	C\$	SEMI	ACT/ACT	1994	50	NC	NB	A(High)
-	FMB	368271AG7	11.750	15-Nov-2005	C\$	SEMI	ACT/ACT	1985	54	SF	LBG	A(High)
-	FMB	368271AJ1	10.750	15-Dec-2006	C\$	SEMI	ACT/ACT	1986	75	NC	LBG	A(High)
D	FMB	368271AL6	10.450	31-Oct-2016	C\$	SEMI	ACT/ACT	1991	125	CALL D+35	WG	A(High)
E	FMB	-	9.000	16-May-2025	C\$	SEMI	ACT/ACT	1995	100	CALL D+20	LBG	A(High)
F	FMB	368271AR3	7.20	19-Nov-2027	C\$	SEMI	ACT/ACT	1996	50	CALL D+12	LBG	A(High)

GAZ METROPOLITAIN & COMPANY, LIMITED PARTNERSHIP

CONSOLIDATED STATEMENT OF EARNINGS

For the year ended September 30 (\$ 000s)

	1992	1993	1994	1995	1996
REVENUE					
Sales	1,091,396	1,070,844	1,228,379	1,134,760	1,149,546
Other Income	0	0	0	0	0
	<u>1,091,396</u>	<u>1,070,844</u>	<u>1,228,379</u>	<u>1,134,760</u>	<u>1,149,546</u>
EXPENSES					
Operating Expenses	836,397	817,354	939,967	824,256	820,395
Depreciation & Amortization	67,528	67,886	78,366	82,006	87,634
Interest - Long Term Debt	70,806	68,853	81,790	89,071	91,343
- Other	5,342	4,530	4,643	4,419	4,346
Allowance for Funds	0	0	0	0	0
Other Expenses (Net)	280	853	0	0	0
	<u>980,353</u>	<u>959,476</u>	<u>1,104,766</u>	<u>999,752</u>	<u>1,003,718</u>
PRE-TAX INCOME	<u>111,043</u>	<u>111,368</u>	<u>123,613</u>	<u>135,008</u>	<u>145,828</u>
Income Taxes	0	0	0	0	0
Minority Interest	0	0	0	0	0
Unusual Items	0	0	0	0	0
Equity in Earnings	0	0	0	0	0
NET EARNINGS (LOSS)	<u>111,043</u>	<u>111,368</u>	<u>123,613</u>	<u>135,008</u>	<u>145,828</u>

TRENDS

Compound Annual Growth

	1YR	3YR	5YR
Sales	1.3%	2.4%	2.8%
Other Income	N/A	N/A	N/A
Operating Expenses	-0.5%	0.1%	1.6%
Depreciation & Amortization	6.9%	8.9%	6.9%
Interest - Long Term Debt	2.6%	9.9%	6.4%
- Other	-1.7%	-1.4%	-10.8%
Allowance for Funds	N/A	N/A	N/A
Other Expenses (Net)	N/A	N/A	N/A
PRE-TAX INCOME	8.0%	9.4%	5.4%
Income Taxes	N/A	N/A	N/A
Minority Interest	N/A	N/A	N/A
Unusual Items	N/A	N/A	N/A
Equity in Earnings	N/A	N/A	N/A
NET EARNINGS (LOSS)	8.0%	9.4%	5.4%

CONSOLIDATED BALANCE SHEET

As at September 30 (\$ 000s)

	1992	1993	1994	1995	1996
ASSETS					
CURRENT ASSETS					
Cash & Short Term Investments	0	13,027	11,452	9,858	2,387
Accounts Receivable	57,114	39,200	39,947	54,983	28,067
Inventories	87,060	83,392	115,557	81,662	75,717
Other	4,822	7,987	12,188	17,018	22,379
TOTAL CURRENT ASSETS	<u>148,996</u>	<u>143,606</u>	<u>179,144</u>	<u>163,521</u>	<u>128,550</u>
Fixed Assets (Net)	1,003,224	1,090,457	1,300,483	1,372,737	1,419,307
Investments	9,593	10,806	20,118	8,301	13,605
Other Assets	107,226	132,112	147,691	216,052	187,899
TOTAL ASSETS	<u>1,269,039</u>	<u>1,376,981</u>	<u>1,647,436</u>	<u>1,760,611</u>	<u>1,749,361</u>

	1YR	3YR	5YR
Cash & Short Term Investments	-75.8%	-43.2%	N/A
Accounts Receivable	-49.0%	-70.5%	-7.3%
Inventories	-7.3%	-3.2%	-5.3%
Other	31.5%	41.0%	34.4%
TOTAL CURRENT ASSETS	-21.4%	-3.6%	-2.4%
Fixed Assets (Net)	3.4%	9.2%	7.4%
Investments	63.9%	8.0%	4.8%
Other Assets	-13.0%	12.5%	9.5%
TOTAL ASSETS	-0.6%	8.3%	6.6%

LIABILITIES AND SHAREHOLDERS' EQUITY

CURRENT LIABILITIES					
Short Term Debt	51,354	19,023	101,720	119,714	33,053
Accounts Payable	149,438	143,928	152,296	143,058	139,380
Other	0	0	0	0	0
TOTAL CURRENT LIABILITIES	<u>200,792</u>	<u>162,951</u>	<u>254,016</u>	<u>262,772</u>	<u>172,433</u>
Long Term Debt	512,235	615,132	738,961	767,467	841,934
Deferred Income Taxes	0	0	0	0	0
Minority Interest	40	37	44	43	91
Other Liabilities	0	0	0	0	0
SHAREHOLDERS' EQUITY					
Capital	555,972	597,713	653,083	729,187	733,349
Translation Adjustment	0	1,148	1,332	1,142	1,554
TOTAL LIABILITIES & EQUITY	<u>1,269,039</u>	<u>1,376,981</u>	<u>1,647,436</u>	<u>1,760,611</u>	<u>1,749,361</u>

Short Term Debt	-72.4%	20.2%	22.8%
Accounts Payable	-2.6%	-1.1%	3.8%
Other	N/A	N/A	N/A
TOTAL CURRENT LIABILITIES	-34.4%	1.9%	6.2%
Long Term Debt	9.7%	11.0%	6.7%
Deferred Income Taxes	N/A	N/A	N/A
Minority Interest	111.6%	35.0%	-32.2%
Other Liabilities	N/A	N/A	N/A
Capital	0.6%	7.1%	6.6%
Translation Adjustment	36.1%	10.6%	N/A
TOTAL LIABILITIES & EQUITY	-0.6%	8.3%	N/A

SELECTED SOURCES AND USES OF FUNDS

For the year ended September 30 (\$ 000s)

	1992	1993	1994	1995	1996
Cash Flow From Operations	<u>210,679</u>	<u>220,505</u>	<u>252,814</u>	<u>248,533</u>	<u>275,712</u>
Proceeds from L.T. Debt	126,580	103,740	90,584	239,911	163,598
Proceeds from Equity Issues	0	102,817	52,688	73,989	0
Sales of Investments/Assets	0	0	0	0	0
Capital Expenditure (Net)	<u>51,750</u>	<u>91,277</u>	<u>97,661</u>	<u>129,666</u>	<u>97,357</u>
Investments/Acquisitions	(110)	29,220	56,376	(2,609)	10,476
Repayment of Debt	176,600	56,005	31,419	181,947	160,737
Conversion/Redemption of Pfd. Shares	0	0	0	0	0
Dividends Paid	73,466	172,444	120,931	132,893	141,666
Net Change in Working Capital	<u>(69,778)</u>	<u>32,451</u>	<u>(55,527)</u>	<u>(24,379)</u>	<u>55,368</u>

	1YR	3YR	5YR
Cash Flow From Operations	10.9%	7.7%	7.0%
Proceeds from L.T. Debt	-31.8%	16.4%	0.8%
Proceeds from Equity Issues	N/A	N/A	N/A
Sales of Investments/Assets	N/A	N/A	N/A
Capital Expenditure (Net)	-24.9%	2.2%	9.4%
Investments/Acquisitions	N/A	-29.0%	40.2%
Repayment of Debt	-11.7%	42.1%	17.4%
Conversion/Redemption of Pfd. Shares	N/A	N/A	N/A
Dividends Paid	6.6%	-6.3%	2.1%
Net Change in Working Capital	N/A	19.5%	-8.9%

GAZ METROPOLITAIN & COMPANY, LIMITED PARTNERSHIP

CAPITALIZATION (\$ 000,000s)

	1992 %	1993 %	1994 %	1995 %	1996 %
Short Term Debt	51.4- 5	19.0- 2	101.7- 7	119.7- 7	33.1- 2
Long Term Debt	512.2- 46	615.1- 50	739.0- 49	767.5- 47	841.9- 52
Deferred Taxes	0.0- 0	0.0- 0	0.0- 0	0.0- 0	0.0- 0
Minority Interest	0.0- 0	0.0- 0	0.0- 0	0.0- 0	0.1- 0
<u>Equity</u>	<u>556.0- 50</u>	<u>598.9- 49</u>	<u>654.4- 44</u>	<u>730.3- 45</u>	<u>734.9- 46</u>
TOTAL	1,119.6-100	1,233.1-100	1,495.1-100	1,617.6-100	1,610.0-100

FINANCIAL RATIOS

Net Tangible Assets	1.8x	1.8x	1.6x	1.6x	1.6x
Total Debt:Equity	50:50%	51:49%	56:44%	55:45%	54:46%
Interest Coverage	2.5x	2.5x	2.4x	2.4x	2.5x
Cash Flow % Total Debt	37.4%	34.8%	30.1%	28.0%	31.5%
Preferred Dividend Coverage	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Pft. & Common Dividend Coverage	1.3x	0.6x	1.0x	1.0x	1.0x
All Fixed Charges	2.5x	2.5x	2.4x	2.4x	2.5x
STD % Total Debt	9.1%	3.0%	12.1%	13.5%	3.8%
Current Liabilities % Revenue	18.4%	15.2%	20.7%	23.2%	15.0%
Available Cash Flow % Construction	-76.1%	-8.7%	102.9%	-51.1%	-27.4%
Net Margin	10.2%	10.4%	10.1%	11.9%	12.7%
Asset Turnover	0.9x	0.8x	0.7x	0.6x	0.7x
E.B.I.T. % of Total Assets	14.3%	13.1%	12.5%	12.7%	13.6%
Return on Avg. Common Equity	20.4%	19.3%	19.7%	19.5%	19.9%

SELECTED STATISTICS

	1992	1993	1994	1995	1996
OPERATING STATISTICS					
Gas Deliveries (million cubic metres)					
Total Gas deliveries	5,447	5,758	5,790	5,903	6,211
Industrial Firm Sales	2,417	2,421	2,223	2,190	2,337
Industrial Interruptible Sales	966	1,123	1,146	1,497	1,437
Commercial	1,450	1,525	1,645	1,532	1,681
Residential	614	689	776	684	756
Total Active Customers	148,297	172,207	172,974	174,170	175,081
Industrial	2,006	2,124	2,147	2,039	2,028
Commercial	29,835	34,173	36,022	38,025	39,748
Residential	116,456	135,910	134,805	134,106	133,305
Avg. Gas Selling Price (\$/1000 cubic metres)	197	182	202	171	169
Avg. Cost of Gas (\$/1000 cubic metres)	129.01	115.90	132.74	106.20	104.81
Gross operating margin(\$/1000 cubic metres)	67.68	65.86	69.14	64.49	63.98
Natural Gas Inventory at Y/E (10 ⁶ m ³)	654	695	747	685	626
Regulatory Data					
Rate Base (\$000)	1,164.8	1,178.0	1,228.9	1,316.4	1,340.1
Common Equity Component	38.48%	39.13%	38.26%	37.99%	38.14%
Regulated ROE	14.00%	12.50%	12.00%	12.00%	12.00%

GAZ METROPOLITAIN & COMPANY, LIMITED PARTNERSHIP

Head Office:
1717, rue du Havre
Montreal, Quebec
HZK 2X3

Inquiries: Jacques Demanche, CA
Treasurer
Tel: (514) 598-3136
Fax: (514) 598-3134

For more information on this report, contact:

Damian Di Perna, Senior Analyst or
Marcello Montanari, Financial Analyst
CBRS Inc.
Tel: (514) 937-9557 Fax: (514) 937-0676

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF

Revenu Requis 1999

(en date de mai 1998)

DETTE A 54.00 %

20 % DE FLOTTANT

Crédit à terme :	80.00%	5.27%	4.22%
Emprunt à taux flottant :	20.00%	5.94%	1.19%
Rendement annuel – Taux flottant :		<u>5.40%</u>	<u>1.08%</u>

10 % MOYEN TERME A TAUX FIXE

Obligation Cda 1 an		5.22%	
Obligation Cda 5 ans		5.45%	
Obligation Cda 10 ans		5.67%	
Moyenne des taux 1 – 5 – 10 ans :		<u>5.45%</u>	
Écart corporatif moyen :			<u>0.45%</u>
Taux coupon :			<u>5.89%</u>
Commision :		0.625%	
Frais d'émission :		0.125%	
En points de base :			<u>0.18%</u>
Rendement annuel – 5 ans :		<u>6.07%</u>	<u>0.61%</u>

70 % LONG TERME A TAUX FIXE

Obligation Cda 10 ans :		5.67%	
Obligation Cda 20 ans :		5.92%	
Obligation Cda 30 ans :		6.02%	
Moyenne des taux 10 – 20 – 30 ans :		<u>5.87%</u>	
Écart corporatif moyen :			<u>0.61%</u>
Taux coupon :			<u>6.48%</u>
Commision :		0.750%	
Frais d'émission :		0.125%	
En points de base :			<u>0.08%</u>
Rendement annuel – 20 ans :		<u>6.56%</u>	<u>4.59%</u>

TAUX PROSPECTIF DE LA DETTE : 6.28%

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF :

▶ DETTE :	54.00%	6.28%	3.39%
▶ ACT. PRIVILÉGIÉES :	7.50%	5.05%	0.38%
▶ ACT. ORDINAIRES :	38.50%	10.5700%	4.07%
	<u>100.00%</u>		

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF PONDÉRÉ : 7.84%

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF

Revenu Requis 1999

(en date de mai 1998)

DETTE A 54.00 %

20 % DE FLOTTANT

Crédit à terme :	80.00%	5.27%	4.22%
Emprunt à taux flottant :	20.00%	5.94%	1.19%
Rendement annuel – Taux flottant :		<u>5.40%</u>	<u>1.08%</u>

10 % MOYEN TERME A TAUX FIXE

Obligation Cda 1 an	5.22%		
Obligation Cda 5 ans	5.45%		
Obligation Cda 10 ans	5.67%		
Moyenne des taux 1 – 5 – 10 ans :		<u>5.45%</u>	
Écart corporatif moyen :		<u>0.45%</u>	
Taux coupon :		<u>5.89%</u>	
Commision :	0.625%		
Frais d'émission :	0.125%		
En points de base :		<u>0.18%</u>	
Rendement annuel – 5 ans :		<u>6.07%</u>	<u>0.61%</u>

70 % LONG TERME A TAUX FIXE

Obligation Cda 10 ans :	5.67%		
Obligation Cda 20 ans :	5.92%		
Obligation Cda 30 ans :	6.02%		
Moyenne des taux 10 – 20 – 30 ans :		<u>5.87%</u>	
Écart corporatif moyen :		<u>0.61%</u>	
Taux coupon :		<u>6.48%</u>	
Commision :	0.750%		
Frais d'émission :	0.125%		
En points de base :		<u>0.08%</u>	
Rendement annuel – 20 ans :		<u>6.56%</u>	<u>4.59%</u>

TAUX PROSPECTIF DE LA DETTE :

6.28%

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF :

▶ DETTE :	54.00%	6.28%	3.39%
▶ ACT. PRIVILÉGIÉES :	7.50%	5.05%	0.38%
▶ ACT. ORDINAIRES :	38.50%	10.7975%	4.16%
	<u>100.00%</u>		

COUT EN CAPITAL PROSPECTIF PONDÉRÉ :

7.93%

Société en Commandite Gaz Métropolitain

Cause Tarifaire 1999. R-3397-98

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN																		
SUIVI DE LA DÉCISION D-93-51																		
BILAN DES FILIALES																		
AU 31 MARS 1998																		
(en milliers de dollars)																		
No. de ligne	Description	SCGP(1993)'	Consulgaz'	Nergitec'	Élimination et ajustements	SCGP(1993) consolidée	NNEG'	Champion'	SCFGM'	TQM' 50%	CIFIQ'	SOGENER'	ESO'	TELDIG'	TMGT'	PORTLAND'	Éliminations et reclassifications	Total des activités complémentaires
1	ACTIF																	
2	Actif à court terme																	
3	Encaisse		5	126		131	1,715	213				101	17		297	10,243		12,717
4	Placements temporaires								191			50				196		437
5	Sommes à recevoir de sociétés apparentées																	
6	Clients et autres débiteurs	2,241	209			2,450	9,311		67	3,218	1,657	5	153	295	674	534		18,364
7	Échéances courantes des avances à la société mère								1,403									1,403
8	Échéances courantes des investissements nets dans des																	
9	contrats de location-financement								14,483									14,483
10	Impôt à recevoir																	
11	Stocks	717				717	1,393			623	48							2,781
12	Frais payés d'avance		18			18	629		34	195	156					1		1,068
13		2,950	232	126		3,316	13,048	246	15,987	4,227	1,861	150	170	295	971	10,974		51,251
14																		
15	Propriétés, aménagements et équipements	4,753				4,753	81,025	1,515	536	154,452	10,349	27	197		39			252,893
16																		
17	Autres éléments																	
18	Frais reportés	1,437	4			1,441	3,855	20	237	706		286	397	121				7,063
19	Avance à la société mère, taux variables								16,357									16,357
20	Investissements nets dans des contrats de																	
21	location-financement								2,818									2,818
22	Projets de développement			250	(117)	441				23,317						20,170		43,487
23	Placements et autres	308									1,770							2,211
24		1,745	4	250	(117)	1,882	3,855	20	19,412	24,023	1,770	286	397	121		20,170		71,936
25		9,456	236	376	(117)	9,951	97,928	1,781	35,935	182,702	13,980	469	764	416	1,010	31,144		376,080
26																		
27	PASSIF																	
28	Passif à court terme																	
29	Découverts bancaires	445				445			280	363	8	92						1,096
30	Emprunts bancaires						2,414			25,439								27,945
31	Dus à des sociétés apparentées	(1,791)	268			(1,523)	670	2	(376)	1,787	207	19	56	249	796	21,821		23,708
32	Fournisseurs et frais courus	707	188	1		896	15,350	33	185	9,835	1,131		2	83	214	7,065		34,764
33	Échéances courantes de la dette à long terme	500				500				7,000	671							8,171
34		(139)	456	1		318	18,434	35	89	44,424	2,017	111	58	312	1,010	28,876		95,884
35																		
36	Passif à long terme																	
37	Dette à long terme	1,985		250	(250)	1,985	40,038	810	31,346	88,000	4,145							166,324
38	Autres						2,298						63					2,361
39	Impôts sur le revenu reportés						4,841				997							5,828
40		1,985		250	(250)	1,985	47,177	810	31,346	88,000	5,142		63				(10)	174,513
41																		
42	Part des actionnaires sans contrôle					38	38	2,808										2,848
43		1,846	456	251	(212)	2,341	68,419	845	31,435	132,424	7,159	111	121	312	1,010	28,866		273,043
44																		
45	AVOIR DES ASSOCIÉS	7,610	(220)	125	95	7,610	29,509	936	4,500	50,278	6,821	358	643	104		2,278		103,037
46		9,456	236	376	(117)	9,951	97,928	1,781	35,935	182,702	13,980	469	764	416	1,010	31,144		376,080

note 1:

Seion les états financiers non vérifiés pour les fins de consolidation

Légende :

SCGP(1993) : Société en commandite GazPlus (1993)
 Consulgaz : Consulgaz Inc.
 Nergitec : Les Distributions Nergitec Inc.
 Champion : Corporation Champion Pipe Line Limitée
 NNEG : Northern New England Gas Corporation
 SCFGM : Société en commandite de financement Gaz Métropolitain

TQM : Société en commandite Gazoduc TQM
 CIFIQ : Compagnie Internationale Financière et Industrielle du Québec inc. qui détient 100% de Corporation de chauffage Urbain de Montréal (CCUM)
 ESO : 9035-2147 Québec Inc.
 TELDIG : Les systèmes Teldig inc.
 TMGT : TransMaritime Gas Transmission Ltd
 Portland : Gaz Metro Portland Corporation et Gaz Metro Portland Inc.

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN
SUIVI DE LA DÉCISION D-93-51
ÉTAT DES RÉALISATIONS DES FILIALES
POUR LA PÉRIODE DU 1ER OCTOBRE AU 31 MARS 1998
(en milliers de dollars)

No. de ligne	Description	SCGP(1993)'	Consulgaz'	Nergitec'	Élimination et ajustements	SCGP(1993) consolidée	NNEG'	Champion'	SCFGM'	TQM' 50%	CIFIQ'	SOGENER'	ESO'	TELDIG'	TMGT'	PORTLAND'	Eliminations et reclassifications	Total des activités complémentaires
1	Ventes	10,185	325	1	1	10,512	40,409	293	2,535	16,850	5,300			94		720	(2,216)	74,497
2	Coût des ventes	2,687	143			2,830	21,782				2,875			21			(2,215)	25,293
3	Marge bénéficiaire brute	7,498	182	1	1	7,682	18,627	293	2,535	16,850	2,425			73		720	(1)	49,204
4																		
5	Frais																	
6	Exploitation et entretien	4,615	165			4,784	6,780	56	234	2,450		579	7	(138)			(1)	14,751
7	Amortissements	369	2			371	3,679	40	84	4,419					491			9,418
8	Intérêts sur la dette à long terme	106				106	1,328	26	1,521	4,786		148						7,915
9	Autres frais financiers		13			13			2	509				2				526
10		5,090	180			5,274	11,787	122	1,841	12,164		1,081	7	(136)	491		(1)	32,610
11																		
12	Participation minoritaire					(1)	(1)	(12)										(13)
13	Bénéfice avant impôts	2,408	2	(3)	2	2,409	6,852	171	694	4,686	1,364		(7)	209	(491)	720		16,607
14																		
15	Impôts sur le revenu		1			1	2,935	63			530							3,529
16	Bénéfice net	2,408	1	(3)	2	2,408	3,917	108	694	4,686	834		(7)	209	(491)	720		13,078

note 1: Selon les états financiers non vérifiés pour les fins de consolidation

légende : SCGP(1993) : Société en commandite GazPlus (1993)
Consulgaz : Consulgaz Inc.
Nergitec : Les Distributions Nergitec Inc.
Champion : Corporation Champion Pipe Line Limitée
NNEG : Northern New England Gas Corporation
SCFGM : Société en commandite de financement Gaz Métropolitain

TQM : Société en commandite Gazoduc TQM
CIFIQ : Compagnie Internationale Financière et Industrielle du Québec inc. qui détient 100% de Corporation de chauffage Urbain de Montréal (CCUM)
ESO: 9035-2147 Québec Inc.
TELDIG: Les systèmes Teldig Inc.
TMGT: TransMaritime Gas Transmission Ltd
Portland : Gaz Metro Portland Corporation et Gaz Metro Portland Inc.

(en milliers de dollars)

MOIS COURANT		ANNÉE A DATE	
RÉALISATION	ANNÉE PRÉCÉDENTE	RÉALISATION	ANNÉE PRÉCÉDENTE REDRESSÉE
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN (SCGM)			
48 \$	48 \$	Achats de gaz - Champion Pipe Line Corporation Limited	287 \$ 281 \$
(1)	(1)	Dépenses administrative imputées à Champion Pipe Line Corporation Limited	(9) (8)
5	7	Autres dépenses (rendement des appareils) de la SCGP (1993)	31 42
0	0	Dépenses administratives imputées à Les Distributions Nergitec Inc.	(3) (3)
0	0	Revenus d'intérêts sur avance de fonds à SCFGM	0 0
13	0	Dépenses de compensation - Profigaz	46 0
(1)	(4)	Revenus d'intérêts sur avance de fonds à Consulgaz Inc.	(12) (28)
0	(1)	Dépenses administratives imputées à Consulgaz Inc.	(4) (5)
8	8	Honoraires professionnels imputées à Consulgaz Inc.	49 47
0	0	Revenus de facturation de Vermont Gas Systems Inc. (Service de pointe et inter.)	0 95
21	35	Service d'entreposage de TQM	99 193
0	0	Service de transport de gaz naturel de SOQUIP	0 0
2,346	4,884	Achat de gaz naturel de Novergaz Inc.	15,608 26,661
741	727	Service d'entreposage de Société en commandite Intragaz	4,352 4,354
50	50	Autres revenus: honoraires de gestion (dépenses) de GMI Inc.	50 50
(464)	(452)	Honoraires de gestion facturés à Gaz Plus (1992) Inc.	(3,073) (3,325)
321	327	Transport et entreposage - SCGP (1993) - Vermont Gas	2,116 2,215
(180)	(107)	Revenus de vente de gaz à Corporation chauffage urbain de Montreal	(1,187) (948)
29	126	Achat d'électricité d'Hydro-Québec	1,205 434
17	68	Biens et services selon une entente contractuelle - Gaz de France (Québec)	(342) 36
(44)	(90)	Salaires, charges sociales et intérêts au Centre Technologie du Gaz Naturel	(229) (265)
0	0	Contributions au Centre Technologie du Gaz Naturel	600 600
(34)	(16)	Frais d'administration - contrat Vermont Gas	(101) (100)
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ PLUS (1993)			
(5)	(7)	Dépenses d'intérêts sur CAP à SCGM	(31) (42)
(321)	(327)	Transport et entreposage - Vermont Gas	(2,116) (2,215)
34	16	Frais d'administration à SCGM - contrat Vermont Gas	101 100
CHAMPION PIPE LINE			
1	1	Dépenses administratives de SCGM	9 8
(48)	(48)	Revenus de transmission de SCGM	(287) (281)
CONSULGAZ INC.			
1	4	Dépenses d'intérêts sur avance de fonds de SCGM	12 28
0	1	Dépenses administratives imputées à Consulgaz Inc.	4 5
(8)	(8)	Honoraires professionnels imputées à Consulgaz Inc.	(49) (47)
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE DE FINANCEMENT GAZ MÉTROPOLITAIN			
0	0	Dépenses d'intérêts sur avance de fonds de SCGM	0 0
(13)	0	Revenus de compensation - Profigaz	(46) 0
LES DISTRIBUTIONS NERGITEC INC.			
0	0	Dépenses administratives de SCGM	3 3
VERMONT GAS SYSTEMS INC.			
0	0	Facturation de SCGM (Service de pointe et inter.)	0 (95)
TQM			
(21)	(35)	Revenus de gaz de SCGM	(99) (193)
SOQUIP			
0	0	Revenus de transport de SCGM	0 0
NOVERGAZ INC.			
(2,346)	(4,884)	Revenus de gaz naturel de SCGM	(15,608) (26,661)
SOCIÉTÉ EN COMMANDITE INTRAGAZ			
(741)	(727)	Revenus d'entreposage de SCGM	(4,352) (4,354)
GAZ MÉTROPOLITAIN INC.			
(50)	(50)	Autres revenus: honoraires de gestion (revenus) de SCGM	(50) (50)
GAZ PLUS (1992) INC.			
464	452	Salaires et charges sociales de SCGM	3,073 3,325
CORPORATION DE CHAUFFAGE URBAIN DE MONTREAL (CIFIQ)			
180	107	Achat de gaz de SCGM	1,187 948
HYDRO-QUÉBEC			
(29)	(126)	Revenus de vente d'électricité	(1,205) (434)
GAZ DE FRANCE (QUÉBEC)			
(17)	(68)	Biens et services selon une entente contractuelle	342 (36)
CENTRE TECHNOLOGIE DU GAZ NATUREL			
44	90	Salaires, charges sociales et intérêts de SCGM	229 265
0	0	Contributions reçues de SCGM	(600) (800)
0 \$	0 \$	0 \$	0 \$

Société en Commandite Gaz Métropolitain

Cause Tarifaire 1999. R-3397-98

**COMPTES A RECEVOIR (A PAYER) DE SOCIETES
APPARENTEES ET PLACEMENTS**
(en milliers de dollars)

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN
MARS 1998

PAGE 11

	<u>ANNEE A DATE</u>	
	<u>ANNEE</u>	<u>ANNEE</u>
	<u>EN COURS</u>	<u>PRECEDENTE</u> <u>REDRESSEE</u>
<u>COMPTES A RECEVOIR (A PAYER) DE SOCIETES APPARENTEES</u>		
Société en commandite Gaz Plus (1993)	(2,288) \$	944 \$
Gaz Plus (1992) Inc.	534	515
Champion Pipe Line Corporation Limited	2	2
Gaz du Québec Inc.	0	12
Consulgaz Inc.	268	725
Les Distributions Nergitec Inc.	1	1
Société en commandite Intragaz	(685)	(667)
Société en commandite de financement Gaz Métropolitain	(80)	1,724
Gaz Métropolitain Inc.	(929)	(34)
Novergaz Inc.	(2,346)	(1,176)
Trans Québec & Maritimes Inc.	4,492	435
TMGT	(96)	0
Vermont Gas	670	376
Centre technol. du gaz naturel	196	903
Provision gaz de France (Québec)	(2,123)	(1,865)
Sogener	184	0
Hydro-Québec	0	(113)
Corporation de chauffage urbain de Montréal	207	122
Les Systèmes TelDig inc.	81	0
Les Technologies Eso inc.	112	0
Portland natural gas transmission system	44	0
	<u>(1,756) \$</u>	<u>1,904 \$</u>

PLACEMENTS

Prêts aux dirigeants de SCGM	76 \$	85 \$
Investissement Société en commandite Gaz Plus (1993)	7,609	4,807
Investissement Champion Pipe Line Corporation Limited	936	838
Achalandage investissement Champion Pipe Line Corporation Limited	305	315
Investissement Northern New England Gas Corporation	29,508	25,988
Achalandage investissement Northern New England Gas Corporation	9,602	9,690
Investissement Société en commandite de financement Gaz Métropolitain	4,499	4,968
Investissement 3118240 Canada Inc.	7	7
Investissement Gaz Metro Portland Corporation	0	(225)
Avance Gaz Metro Portland Corporation	24,244	9,309
Investissement TQM	51,532	49,106
Achalandage investissement TQM	8,809	9,233
Investissement Les Technologies ESO inc. (9035-2147 Québec Inc.)	643	650
Avance Les Technologies ESO inc. (9035-2147 Québec Inc.)	125	75
Gain non matérialisé - Placement ESO	(163)	0
Investissement CIFIQ Inc.	6,836	5,808
Achalandage CIFIQ Inc.	2,089	2,221
Placement Sogener	358	102
Prêt CTGN	3,403	750
Gain non matérialisé - TQM Estrie	(999)	0
Investissement Les Systèmes TelDig inc.	439	0
Autres	4	4
	<u>149,862 \$</u>	<u>123,731 \$</u>