

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

CAUSE TARIFAIRE 1999

R-3397-98

PREUVE EN CHEF

**SUR LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT GAZIER
ET LE COÛT DU GAZ**

**TÉMOIN :
GÉRARD FORGET**

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	Page 3
2.	TRANSPORT	Page 3
	2.1 Contrats de transport	Page 3
	2.2 Autres ententes de transport	Page 5
	2.3 Coefficient d'utilisation	Page 5
	2.4 Coûts du transport	Page 5
3.	ENTREPOSAGE	Page 6
	3.1 Capacité d'entreposage disponible	Page 6
	3.2 Retrait et injection	Page 7
	3.3 Coûts d'entreposage	Page 7
4.	INTERRUPTION	Page 8
	4.1 Bilan de l'année 1997-1998	Page 8
	4.2 Projections, hivers 1998-1999	Page 8
5.	CAPACITÉS EXCÉDENTAIRES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER	Page 8
	5.1 Capacité excédentaire annuelle	Page 8
	5.2 Capacité excédentaire durant l'hiver	Page 9
	5.3 Capacité excédentaire durant l'été	Page 9
	5.4 Capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe	Page 10
6.	ACHAT DE GAZ	Page 10
	6.1 Clients en «Gaz de réseau»	Page 10
	6.2 Fixation des prix du «Gaz de réseau»	Page 11
	6.3 Clients en «Achat/revente»	Page 11
7.	GAZ DE COMPRESSION	Page 11
	7.1 Fournisseurs du marché désigné	Page 12
	7.2 Fournisseurs des clients en «Achat/revente»	Page 12
8.	PROJET DE DÉVELOPPEMENT DU TRANSPORT	Page 12
	8.1 Grands changements dans l'industrie du gaz naturel	Page 12
	8.2 Positionnement de SCGM	Page 13
	8.3 Actions que la Société doit entreprendre	Page 13

1 **1. INTRODUCTION**

2 Le présent document déposé à la Régie de l'énergie dans le cadre de la cause tarifaire
3 1999, porte sur les sujets suivants :

- 4 • les dispositions contractuelles (volumes et tarifs) relatives aux services de transport
5 dont dispose la Société en Commandite Gaz Métropolitain (SCGM) sur les pipelines
6 de TransCanada Pipelines (TCPL), Union Gas , Nova Gas Transmission Ltd (Nova)
7 et Michigan Consolidated Gas Company (MichCon), pour l'année financière 1998-
8 1999;
- 9 • le coefficient d'utilisation anticipé du transport sur le réseau de TCPL (transport
10 ferme (FT) de Empress à Montréal);
- 11 • les termes des contrats d'entreposage (volumes et tarifs) passés entre la Société et
12 Union Gas ainsi qu'avec Intragaz et Stogaz;
- 13 • le volume d'interruption prévu au cours de l'hiver 1998-1999 et le bilan de la saison
14 1997-1998 ;
- 15 • les capacités excédentaires d 'approvisionnement gazier;
- 16 • la liste des fournisseurs de gaz auprès de qui la Société s'approvisionne pour
17 répondre à la demande des clients du marché désigné et se procurer le gaz de
18 compression nécessaire au transport de la marchandise. A cette fin, les taux requis
19 par les transporteurs sont spécifiés, ainsi que les prix d'achat du «Gaz de réseau»
20 et du gaz de compression;
- 21 • le processus d'approvisionnement en gaz des clients détenant des contrats de type
22 «Achat/revente» et les noms des fournisseurs du gaz de compression ;
- 23 • l'analyse des actions que la Société doit entreprendre au cours des prochaines
24 années.

25
26
27
28
29
30
31
32 **2. TRANSPORT**

33 Un tableau schématique du système de transport est présenté à la pièce SCGM-5,
34 Document 2 (Page 2 de 2), à la fin du témoignage.

35 **2.1 Contrats de transport**

36 Les clauses relatives aux capacités quotidiennes et annuelles de transport inscrites
37 dans les différents contrats passés entre la Société et les transporteurs canadiens et
38 américain TCPL, Union Gas, Nova et MichCon sont présentées à la pièce SCGM-5,
39 Document 2 (Page 1 de 2). Les volumes sont exprimés en 10³m³ et en Bcf.

1 **TCPL**

2 Le volume de transport ferme (FT) contracté sur le réseau de TCPL, pour acheminer la
3 marchandise de la frontière de l'Alberta (Empress) jusqu'au territoire québécois
4 augmentera de 33,7 Mmpc/jour à compter du 1^{er} novembre 1998. La Société
5 disposera donc d'une capacité quotidienne de 604,4 Mmpc soit, 219,6 Bcf pour l'année
6 1998-1999 (570,7 Mmpc/jour durant 12 mois et 33,7 Mmpc/jour durant 11 mois). Le
7 seul client en service de livraison situé dans la franchise détient une capacité
8 journalière de 2,7 Mmpc, ce qui correspond à 1 Bcf pour l'année.

9
10 Le contrat de 15 Mmpc/jour de transport ferme entre Parkway et Montréal contracté en
11 1997 sera converti en contrat longue distance. Celui-ci fera partie de la capacité
12 additionnelle de 33,7 Mmpc/jour demandée de Empress jusqu'à la franchise.
13 La Société possède également du transport STS (Storage Transportation Service) sur
14 la section joignant Parkway et Montréal. La capacité réservée se chiffre à
15 141,6 Mmpc/jour et sert à acheminer le gaz provenant de l'inventaire situé dans le sud-
16 ouest de l'Ontario (Dawn).

17
18 Finalement, dans le cadre de l'entente conclue entre Vermont Gas Systems (VGS) et
19 la Société concernant la fourniture d'un service d'entreposage, SCGM a contracté 19
20 Mmpc/jour de transport sur le pipeline de TCPL, entre Parkway et Philipsburg. Cette
21 entente s'échelonne sur une période de onze (11) ans (du 1^{er} avril 1995 au 31 mars
22 2006). Notons que les coûts affectés à ce transport sont imputés à l'activité non
23 réglementée, tel qu'autorisé par la Régie.

24 **UNION GAS**

25 Le 1^{er} avril 1999, 149,9 Mmpc/jour de capacité de transport M12 reliant Dawn et
26 Parkway sur le pipeline de Union Gas arriveront à échéance et ce contrat sera
27 prolongé pour une période de 2 ans (jusqu'au 1^{er} avril 2001), selon les termes et
28 conditions de la décision EBRO 494-03 du Ontario Energy Board.

29 Les capacités quotidiennes de transport entre Ojibway et Dawn ainsi que St-Clair et
30 Dawn demeurent 35 Mmpc (12,7 Bcf par année) et 20 Mmpc (7,3 Bcf par année)
31 respectivement, pour l'année 1998-1999.

32 **NOVA**

33 La Société possède actuellement deux contrats de transport sur le réseau Nova entre
34 AECO 'C'/NIT (Alberta Energy Company Storage 'C' Hub / National Inventory Transfer)
35 et Empress soit, 3,5 Mmpc/jour du 1^{er} novembre 1997 au 31 octobre 2001 (4 ans) et
36 3,5 Mmpc/jour additionnels du 1^{er} novembre 1997 au 31 octobre 2007 (10 ans). Un
37 volume supplémentaire de 33,7 Mmpc/jour devrait débuter le 1^{er} novembre 1998 pour
38 prendre fin le 31 octobre 2008 (10 ans).

39 Ce transport de NOVA sera utilisé pour transporter des volumes de gaz de trois types :

- 40 • des volumes de gaz que certains clients en «Achat/revente» auront décidé de nous
41 fournir sur le réseau de NOVA ;
42 • des volumes de gaz qui seront consommés par les clients en «Gaz de réseau» ;

- 1 • des volumes de gaz qui serviront à fournir le gaz de compression à TCPL.

2 Nous prévoyons offrir un volume maximal de 27,3 Mmpc/jour aux clients en
3 «Achat/revente». Cette quantité équivaut à 67% du volume de transport total
4 disponible et correspond à la proportion des volumes en «Achat/revente» par rapport à
5 la totalité de tous les volumes achetés par la Société.

6 **MICHCON**

7 La capacité réservée sur le réseau américain MichCon (de Willowrun à St-Clair), pour
8 déplacer le gaz en provenance des Etats-Unis, se chiffre à 20 Mmpc/jour (7,3 Bcf par
9 année) pour l'année 1998-1999, soit le même volume que les années antérieures.

10 **2.2 Autres ententes de transport**

11 Au cours de l'été 1999, la Société prévoit acheter 3,4 Bcf additionnels de transport
12 dans la région Est. En effet, la demande estivale prévue et les volumes requis pour les
13 inventaires dépassent la capacité de FT contractée de l'Ouest canadien, ce qui nous
14 oblige à effectuer des achats supplémentaires dans la région Est.

15 Dans un contexte où les conditions du marché seraient défavorables, la Société ne
16 procéderait pas à de tels achats et des interruptions seraient effectuées au cours de
17 l'été ou de l'hiver pour compenser le manque d'approvisionnement.

18 **2.3 Coefficient d'utilisation**

19 La pièce *SCGM-5, Document 3*, présente la demande totale et les différentes sources
20 d'approvisionnement utilisées pour répondre aux besoins de la clientèle.

21 Pour l'année 1998-1999, le coefficient d'utilisation du transport FT de Empress à
22 Montréal est de 100 %.

23 **2.4 Coûts du transport**

24 Les différents tarifs payés à TCPL, Union Gas, Nova et MichCon pour l'utilisation du
25 transport contracté sur leur réseau sont présentés à la pièce *SCGM-5, Document 4*.

26 **TCPL**

27 Les tarifs en vigueur le 1^{er} avril 1998 furent utilisés pour estimer les coûts affectés au
28 transport sur le pipeline de TCPL.

29 **UNION GAS**

30 Les tarifs publiés le 1^{er} janvier 1998 par Union Gas servent au calcul des coûts
31 d'utilisation du réseau ontarien (M12 et C1). Pour le transport M12 (de Dawn à
32 Parkway), la Société fournit à Union Gas depuis le mois de septembre 1992, le gaz de
33 compression dont le pourcentage est spécifié dans la grille tarifaire. Aucune prime
34 variable additionnelle n'est alors imposée.

35 Toutes variations ultérieures des tarifs de TCPL et de Union Gas seront comptabilisées
36 dans un compte de frais reportés.

1 **NOVA**

2 Les clients en «Achat/revente» qui fourniront en partie ou en totalité leurs volumes
3 d'approvisionnement à AECO 'C'/NIT se verront facturés les frais de ce transport pour
4 les volumes qu'ils y feront transiter. Pour les achats effectués dans le but d'être
5 consommés par les clients en «Gaz de réseau», les frais de ce transport seront ajoutés
6 au prix des molécules achetées à AECO 'C'/NIT et seront ainsi incorporés au prix de
7 référence.

8
9 Pour ce qui est des achats faits par la Société pour le gaz de compression, les frais de
10 ce transport seront ajoutés au prix des molécules achetées à AECO 'C'/NIT et seront
11 ainsi incorporés au coût de service à l'intérieur des frais de gaz de compression.

12
13 L'imputabilité de ces frais au « Gaz de réseau » et au gaz de compression vise une
14 uniformité dans le traitement comptable. Ceci s'explique par le fait que 96 % de nos
15 achats sont effectués à la frontière de l'Alberta (Empress) et que le coût de ces
16 approvisionnements inclut intrinsèquement les frais de Nova entre AECO 'C'/NIT et
17 Empress.

18 **MICHCON**

19 À ce jour, aucune révision des tarifs n'a été apportée par le transporteur américain
20 depuis la signature du contrat conclu entre SCGM et MichCon, soit le 1^{er} novembre
21 1990.

22 **3. ENTREPOSAGE**

23 **3.1 Capacité d'entreposage disponible**

24 Au cours de l'année 1998-1999, la Société retirera du gaz de quatre (4) sites
25 d'entreposage. Trois (3) sont localisés à l'intérieur de sa franchise, soit des réservoirs
26 de gaz liquide (GNL) (deux réservoirs) sur le territoire de la ville de Montréal et deux
27 espaces souterrains appartenant à Intragaz (Pointe-du-Lac (PdL)) et Stogaz
28 (St-Flavien). Le quatrième site consiste également en un espace souterrain situé dans
29 le sud-ouest ontarien (Dawn), dont Union Gas est propriétaire.

30 Le 1^{er} avril 1999, le contrat de 13,8 Bcf d'entreposage passé avec Union Gas qui devait
31 arriver à échéance sera renouvelé pour une période de 2 ans (jusqu'au 1^{er} avril 2001).

32 La capacité d'entreposage de chacune des quatre (4) sources disponibles durant
33 l'année est la suivante :

35	Intragaz (PdL)	0,78 Bcf	(22050 10 ³ m ³)
36	Stogaz (St-Flavien)	0,84 Bcf	(23795 10 ³ m ³)
37	GNL	2,08 Bcf	(58922 10 ³ m ³)
38	Union Gas (Dawn)	21,2 Bcf	(600 000 10 ³ m ³)

1 Au cours de l'hiver 1998-1999, la Société pourra retirer du gaz entreposé à St-Flavien.
2 Durant l'été, 1,2 Bcf de gaz coussin sera injecté en plus du 1 Bcf de gaz utile.

3 De plus, 3 Bcf de gaz seront échangés avec CoEnergy Trading Company durant
4 l'année. Les livraisons auront lieu entre le 1^{er} novembre 1998 et le 31 mars 1999 pour
5 répondre à la demande de la saison hivernale. Ces volumes devront être remboursés
6 à CoEnergy entre le 1^{er} mai et le 31 octobre 1999.

7
8 Une entente similaire existe depuis 1995 entre SCGM et Sempra Energy
9 (anciennement AIG Trading Group) dans le cadre du service d'entreposage dispensé à
10 VGS. Sempra prend possession de la marchandise (1,5 Bcf) durant l'été et la livre à la
11 Société au cours de l'hiver. Les frais reliés à cet échange de gaz seront imputés à
12 l'activité non réglementée, conformément à la décision D-95-46 émise par la Régie.

13 **3.2 Retrait et injection**

14 Pour chacune des sources d'entreposage, les volumes de retrait et d'injection autorisés
15 figurent à la pièce *SCGM-5, Document 5*.

16 La Société peut retirer de l'espace souterrain de Union Gas au maximum 141,6
17 Mmpc/jour ($4011 \cdot 10^3 \text{m}^3$), de PDL et St-Flavien 49,4 Mmpc/jour ($1400 \cdot 10^3 \text{m}^3$) et
18 13 Mmpc/jour ($368 \cdot 10^3 \text{m}^3$) respectivement et vaporiser (GNL) 204 Mmpc/jour
19 ($5779 \cdot 10^3 \text{m}^3$).

20 **3.3 Coûts d'entreposage**

21 Les tarifs d'entreposage chargés par Union Gas, Intragaz (PDL) et Stogaz (St-Flavien)
22 apparaissent à la pièce *SCGM-5, Document 6*.

23 De même que pour le transport M12, la Société fournit à Union Gas depuis le mois de
24 septembre 1992, le gaz de compression pour injecter et retirer la marchandise
25 entreposée. Les taux sont spécifiés dans la grille tarifaire. Elle doit déboursier en sus
26 une prime variable.

27 Les tarifs en vigueur depuis le 1^{er} janvier 1998 furent appliqués pour la préparation du
28 budget 1998-1999.

29 Tout changement ultérieur des primes reliées à l'entreposage chez Union Gas sera
30 comptabilisé dans un compte de frais reportés.

31 Les tarifs imposés par Intragaz pour l'utilisation de l'entreposage de PDL augmentent
32 en 1998-1999. Cette croissance est attribuable à l'indexation des primes selon l'IPC
33 canadien tel que stipulé dans le contrat.

34 Les primes d'injection et de réservation devant être payées par la Société en 1998-
35 1999 pour la marchandise entreposée à St-Flavien, correspondent aux tarifs
36 déterminés en 1992 majorés de 3 % par année à compter du 1^{er} janvier 1994, selon les
37 modalités contractuelles autorisées par la Régie dans la décision D-94-06.

1 **4. INTERRUPTION**

2 **4.1 Bilan de l'année 1997-1998**

3 Le niveau d'interruption avant Gaz d'hiver a été de 19,2 Bcf comparativement à une
4 prévision de 16,4 Bcf.

5 L'écart s'explique principalement par un niveau d'inventaire en début de saison
6 inférieur à celui prévu au budget, dû à une demande plus importante au cours de l'été
7 1997.

8 La mise en place du Gaz d'hiver pour l'ajout de capacité de transport saisonnière a
9 permis de réduire les interruptions de 6,7 Bcf.

10
11 **4.2 Projections, hiver 1998-1999**

12 Le volume d'interruption prévu pour l'hiver 1998-1999 se chiffre à 18,9 Bcf. Comme par
13 le passé, la Société prévoit offrir un volume de 5 Bcf pour les clients du Volet 2, ce qui
14 contribuera à ramener le volume d'interruption à 13,9 Bcf. Ce service est conditionnel
15 d'une part, à la disponibilité du transport sur le marché secondaire et d'autre part, à la
16 volonté des clients d'obtenir le service aux conditions du prix prévalant sur le marché.

17 **5. CAPACITÉS EXCÉDENTAIRES D'APPROVISIONNEMENT GAZIER**

18 La section qui suit résume les capacités excédentaires d'approvisionnement gazier
19 prévues au cours de l'année, de l'hiver et de l'été et lors de la journée de pointe.
20 L'objectif vise à estimer les volumes non requis par les clients situés dans la franchise
21 de SCGM. Spécifions que le client en service de livraison est inclus dans l'exercice.

22 **5.1 Capacité excédentaire annuelle**

23 La capacité de transport ferme (FT) excédentaire annuelle correspond à la différence
24 entre le volume contracté pour l'année et la demande annuelle des clients situés dans
25 la franchise.

26 Pour l'année 1998-1999, on observe aucun excédent à l'exception de la journée de
27 pointe mais des déficits qui se résument comme suit :

28 **Budget Régie 1998-1999**

29

30	Transport FT contracté	220,6 Bcf
31	Demande annuelle	<u>242,9 Bcf</u>
32	Capacité déficitaire	- 22,3 Bcf

33

34 Ce déficit sera comblé par 18,9 Bcf d'interruption au cours de l'hiver et par l'achat de
35 3,4 Bcf de transport additionnel durant l'été.

1 La variation de 3,4 Bcf représente le transport additionnel requis au cours de l'été.

2 **5.4 Capacité excédentaire d'approvisionnement de la journée de pointe**

3 Le surplus d'approvisionnement de la journée de pointe est le résultat de la différence
4 entre les capacités de transport (FT et STS) plus les retraits des entreposages situés
5 dans la franchise (GNL, PdL et St-Flavien) et la demande des clients en service
6 continu, pour une journée de 44 DJ.

7 **Journée de pointe, 1998-1999**

8		
9	Transport FT	607,2 Mmpc
10	Transport STS	141,6 MmPc
11	GNL	204,0 Mmpc
12	PdL	49,4 Mmpc
13	St-Flavien	<u>13,0 MmPc</u>
14	Total de l'approvisionnement	1015,2 Mmpc
15	Demande des clients en service continu	<u>969,9 Mmpc</u>
16	Capacité excédentaire	45,3 Mmpc

17

18 L'excédent de la journée de pointe se chiffre à 45,3 Mmpc.

19 Le surplus de capacité sera mis en marché en deux phases. La première aura lieu au
20 début de l'été 1998 et la seconde au début de l'hiver 1998-99. Étant donné que les
21 clients en service interruptible peuvent changer pour s'inscrire au service continu, que
22 les clients en service continu ont la possibilité d'augmenter leurs volumes souscrits ou
23 leurs projections de consommation et qu'enfin de nouveaux clients ont la possibilité de
24 s'ajouter à ceux en service continu, seulement 20 Mmpc/jour seront offerts dans la
25 première phase au début de l'été. La balance de la capacité excédentaire
26 (25,3 Mmpc/jour) sera révisée à l'automne et mise en marché durant cette période.
27 Cette dernière étape constituera la deuxième phase.

28 La mise en marché se fera sous la forme d'appel d'offres auprès des clients situés
29 dans la franchise et ceux du marché secondaire. L'allocation de la capacité sera
30 déterminée sur la base du prix et la priorité donnée aux clients de la franchise, lorsque
31 ceux-ci offrent des prix égaux à ceux offerts par le marché secondaire.

32

33 Le présent dossier tarifaire prévoit des revenus d'optimisation des outils
34 d'approvisionnement de 1,6 millions \$ (SCGM-5, Document 8, Page 2 de 2, Ligne 8).

35 **6. ACHAT DE GAZ**

36 **6.1 Clients en «Gaz de réseau»**

37 La Société achète le gaz retiré par les clients en «Gaz de réseau» de Novagas
38 Clearinghouse Core Ltd (Novagas), Novergaz Inc. (Novergaz), TransCanada Gas

1 Services Ltd. (TCGS) et Wascana Energy Inc. (Wascana). Dans le tableau qui suit,
2 vous trouverez la formule de prix payé à chacun des fournisseurs, la part de marché
3 respective et le volume requis pour l'année 1998-1999. Au total, celui-ci se chiffre à
4 58,7 Bcf (uniquement les clients inscrits au petit et moyen débits).

5	6	7	8	9	10
	Fournisseur	Prix	« Price Factor »	Part de marché	
7	Novagaz	CGPR	2,1%	16,6 %	9,7 Bcf
8	Novergaz	CGPR	2,1%	6,776%	4,0 Bcf
9	TCGS	CGPR	2,1%	71,1%	41,9 Bcf
10	Wascana	CGPR	0,04\$/Gj	5,324%	<u>3,1 Bcf</u>
11	Total				58,7 Bcf

12
13 Les contrats passés entre SCGM et Novergaz et Wascana arriveront à échéance le
14 31 octobre 1998 ce qui représente une part de marché de 12 %. Les fournisseurs
15 devant approvisionner la Société pour ces 7,1 Bcf ne sont pas encore désignés.

16 **6.2 Fixation des prix du «Gaz de réseau»**

17 Au mois de juin 1995, la Régie approuvait «l'utilisation des dérivatifs financiers pour
18 convertir en prix fixes une partie des volumes du gaz de réseau pour les périodes
19 n'excédant pas 3 ans .» (Décision partielle D-95-49). Suite aux transactions déjà
20 réalisées, le prix est fixé pour 1,6 Bcf pour l'année 1998-1999.

21 La décision rendue le 17 décembre 1996 (Décision D-96-45) approuvait la dernière
22 grille des prix.

23 Le prix de référence utilisé pour l'année 1998-1999 est de 2,10 \$/Gj. Ce dernier est
24 basé sur les prévisions de la marchandise, pour la période étudiée.

25 **6.3 Clients en «Achat/revente»**

26 Le reste de la clientèle de la Société s'approvisionne directement auprès des
27 fournisseurs de l'Ouest canadien et détient donc des contrats de type «Achat/revente».
28 Pour l'année 1998-1999, ce volume est estimé à environ 160,2 Bcf. La liste des
29 fournisseurs de ces clients figure à la pièce SCGM-5, Document 7. Notons que le
30 tableau présente pour chacun des fournisseurs, les volumes inscrits le 1^{er} avril 1998.
31 Pour l'année 1998-1999, plus de la moitié des contrats de la clientèle seront
32 renouvelés le 1^{er} novembre 1998 et le reste au cours de l'année. Les volumes seront
33 ajustés en fonction de la consommation prévue.

34 **7. GAZ DE COMPRESSION**

35
36 SCGM doit fournir le gaz de compression nécessaire au transport de la marchandise
37 de l'Ouest canadien jusqu'au territoire québécois.

1 **7.1 Fournisseurs du marché désigné**

2 Novagas et TCGS fournissent à la Société le gaz de compression requis pour déplacer
3 la marchandise destinée aux clients en «Gaz de réseau» au cours de l'année 1998-
4 1999 et Novergaz et Wascana durant le mois d'octobre 1998.

5 Les pourcentages de gaz de compression appliqués pour la préparation du budget
6 1998-1999 sont 7,79 % et 6,26 % pour les zones EDA (Eastern Delivery Area) et NDA
7 (Northern Delivery Area) respectivement (moyenne arithmétique des taux réels des
8 mois d'avril 1996 à mars 1998).

9 **7.2 Fournisseurs des clients en «Achat/revente»**

10 Pour les fins budgétaires, les pourcentages de gaz de compression utilisés pour les
11 clients en «Gaz de réseau» sont également appliqués à ceux en «Achat/revente», soit
12 7,79 % (EDA) et 6,26 % (NDA).

13
14 Au cours de l'année 1998-1999, Novagas fournira 6,5 Bcf selon le contrat prévu à cet
15 effet. Celui passé entre SCGM et Novergaz dans le cadre duquel 5 Bcf par année de
16 gaz sont vendus à la Société se terminera le 31 octobre 1998.

17
18 Le 1^{er} novembre 1998, les clients en «Achat/revente» pourront se prévaloir de
19 l'opportunité de fournir leur propre gaz compression, jusqu'à concurrence de 7 Bcf par
20 année. Dans la mesure où ces clients se seront prévalus de cette opportunité, SCGM
21 comblera le manque de gaz par des achats qui feront l'objet d'ententes contractuelles
22 non encore conclues ou d'achats sur le marché «spot».

23
24 On estime à 2,221 \$/Gj le prix moyen du gaz de compression qui sera payé en 1998-
25 1999. Ce prix est le résultat de la moyenne pondérée du prix payé aux fournisseurs de
26 «Gaz de réseau», du «Multipurpose» et des achats effectués dans le cadre des
27 dérivatifs financiers et des achats «spot».

28 **8. PROJET DE DÉVELOPPEMENT DU TRANSPORT**

29 **8.1 Grands changements dans l'industrie du gaz naturel**

30 L'industrie du gaz naturel est en pleine mutation. On assiste présentement à une
31 intégration de l'industrie canadienne du gaz naturel avec l'industrie américaine. Le
32 Canada exporte actuellement près de 50 % de sa production de gaz naturel vers les
33 États-Unis. Plusieurs des projets de gazoducs qui sont actuellement en
34 développement ou en construction ont également pour but d'exporter du gaz canadien
35 vers les États-Unis (Alliance, Northern Border, Millenium, PNGTS) ou d'importer du gaz
36 américain vers l'Est du Canada (Vector). Cette nouvelle capacité de transport a
37 entraîné une certaine fluidité du marché et a contribué au déplacement des marchés du
38 gaz naturel. En effet, il est à prévoir que les marchés de Dawn (Toronto) et de Chicago
39 gagneront en liquidité dans un délai assez court. Les opportunités de s'approvisionner
40 à un prix intéressant sur ces marchés devraient donc se multiplier à court ou moyen
41 terme.
42

1 Un autre changement majeur dans l'industrie canadienne du gaz naturel est la mise en
2 exploitation du bassin de l'Est. En effet, le bassin de l'Île de Sable doit entrer en
3 production en l'an 2000 et semble avoir un potentiel supérieur aux premières
4 prévisions. On procède actuellement à des forages de prospection sur l'Île d'Anticosti
5 et on doit également considérer le potentiel des Grands-Bancs de Terre-Neuve
6 (Hibernia).

7 **8.2 Positionnement de SCGM**

8 La Société a une opportunité de remanier son portefeuille au cours des prochaines
9 années car plusieurs contrats de transport, d'achat de «Gaz de réseau» et
10 d'entreposage seront à renouveler au cours des prochains deux ans. En effet, des
11 contrats couvrant près de 40 % de l'approvisionnement en «Gaz de réseau» viendront
12 à échéance le 1^{er} novembre 1999. Pour les années 1999 et 2000, près de 2 450 10³M³
13 de capacité de transport ferme sur le réseau de TCPL viendront à renouvellement. Sur
14 le plan de l'entreposage, plus de 45 % de la capacité totale d'entreposage dont
15 l'entreprise dispose à l'heure actuelle seront à renouveler.

16
17 La conjoncture permet à SCGM de se repositionner à un moment où des changements
18 fondamentaux se produisent dans le paysage nord-américain de l'approvisionnement
19 en gaz naturel. Plusieurs alternatives se présentent à la Société, elle peut conserver sa
20 position actuelle et continuer de s'approvisionner exclusivement dans l'Ouest ou elle
21 peut se diriger vers de nouvelles sources d'approvisionnement qui pourraient être le
22 marché américain ou éventuellement le gaz provenant de l'Est du pays.

23 **8.3 Actions que la Société doit entreprendre**

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

28
29 SCGM a toujours dû faire face au fait qu'elle est située au bout du système du gazoduc
30 canadien. L'intégration de l'industrie gazière nord-américaine pourrait permettre à
31 SCGM et ses clients d'atténuer l'impact, la vulnérabilité qui découle d'être située à
32 l'extrême limite du système canadien. Une diversification géographique du portefeuille
33 est cependant nécessaire afin que SCGM et ses clients puissent bénéficier de cette
34 sécurité accrue.

35
36 Si la Société décide de diversifier son portefeuille et de se procurer du gaz sur le
37 marché américain, plusieurs routes alternatives lui seront alors disponibles. En effet,
38 plusieurs combinaisons de gazoducs permettraient d'acheminer du gaz américain
39 jusqu'à sa franchise.

40
41 Un portefeuille de transport plus diversifié aura comme effet de permettre à SCGM de
42 profiter d'un nombre accru d'opportunités grâce à un accès à un plus grand nombre de
43 producteurs et, par conséquent, devrait lui permettre de s'approvisionner à moindre

1 coût pour le «Gaz de réseau». Le coût du gaz étant assumé par les clients de SCGM,
2 ce sont ces derniers qui profiteront de cette diversification.

3
4 La diversification du portefeuille de transport profitera également aux clients en
5 «Achat/revente». En effet, ces derniers pourront profiter des mêmes opportunités que
6 SCGM pour leurs achats de gaz.

7
8 S'approvisionner sur le marché américain ou dans l'Est représente un changement
9 fondamental de la gestion de son approvisionnement par la Société. En effet, on peut
10 prévoir une multiplication du nombre d'intervenants tant pour ce qui est de
11 l'approvisionnement en gaz que pour le transport. L'une des conséquences de cette
12 multiplication du nombre d'intervenants sera une complexité accrue du processus
13 journalier de nomination. En effet, il serait alors nécessaire d'apparier les nominations
14 sur une série de gazoducs afin d'acheminer le gaz à la franchise de la Société.

15
16 Plusieurs des projets proposés feront l'objet d'audiences devant l'Office national de
17 l'énergie, audiences auxquelles la Société pourrait intervenir activement pour assurer
18 l'intérêt de ses clients, ce qui requerra l'assignation de ressources pour le suivi de ces
19 projets.

20
21 Afin d'étudier l'opportunité de se positionner sur ces nouveaux marchés, SCGM devra
22 investir dans diverses recherches qui lui permettront de mieux connaître ces nouveaux
23 marchés. En effet, la Société croit qu'elle devra retenir les services de consultants qui
24 connaissent bien le marché américain et qui pourront la conseiller sur ses choix en
25 matière d'achat de gaz sur le marché américain ainsi que sur les capacités de transport
26 à contracter afin d'acheminer ce gaz à nos clients.

27
28 SCGM devra notamment faire effectuer des études sur les sujets suivants :

- 29
- 30 • la capacité additionnelle de transport de l'Alberta vers Chicago au cours des deux
31 prochaines années;
 - 32
 - 33 • la capacité additionnelle de transport de Chicago vers le nord-est des États-Unis et
34 vers l'Ontario;
 - 35
 - 36 • l'impact qu'auront les nouvelles capacités de transport sur le niveau de forage, le
37 ratio réserve/production, la suffisance des réserves, le niveau d'entreposage
38 souterrain et le prix du gaz.

39
40 La Société devrait, dans le cadre du suivi des dossiers devant l'ONE, intervenir afin
41 d'évaluer :

- 42
- 43 • l'établissement de scénarios économiques visant l'accès aux réserves de gaz
44 naturel de l'Est du pays et plus particulièrement, de l'Île de Sable;
- 45

- 1 • les impacts et les conséquences de la fusion de TCPL et Nova sur le niveau de
2 service ainsi que sur les coûts de transport;
3
4 • Les impacts de l'entente qui a été récemment conclue entre TCPL, Nova et les
5 producteurs de l'Ouest canadien. Cette entente traite de l'allégement de la
6 réglementation actuelle, de la duplication des installations et de la compétition.
7

8 SCGM devra également investir pour se positionner sur ces nouveaux marchés. En
9 effet, on peut prévoir qu'une multitude de contrats d'approvisionnement et de transport
10 seront à négocier avec de nouveaux partenaires, ce qui est habituellement un
11 processus plus long et onéreux qu'un simple renouvellement de contrat. Encore une
12 fois, le recours à des consultants externes nous semble inévitable et l'on peut
13 également prévoir qu'il y aura un accroissement du nombre de déplacements que les
14 employés de la Société devront effectuer afin d'établir des relations d'affaires avec de
15 nouveaux fournisseurs.
16

17 Tout comme ce fut le cas pour le projet d'extension du gazoduc de TQM vers l'Estrie, il
18 est parfois nécessaire de devenir partenaire dans un projet afin de s'assurer que l'on
19 puisse bénéficier des avantages que ledit projet peut apporter. SCGM croit qu'il est
20 essentiel d'être impliqué dans un projet dès sa conception si l'on désire en influencer le
21 développement. SCGM devra étudier avec soin les opportunités qui se présenteront et
22 devra être prête à investir temps et argent afin de s'assurer que le développement de
23 l'industrie gazière nord-américaine en général, et certains projets en particulier se
24 développent de façon à profiter aux entreprises canadiennes, à SCGM et à ses clients.
25

26 Compte tenu que la réflexion sur le positionnement stratégique du portefeuille
27 d'approvisionnement de la Société doit être complétée vers le 1^{er} novembre 1999, nous
28 estimons à près de 400 000 \$ les frais à encourir au cours de l'exercice tarifaire 1998-
29 1999.
30

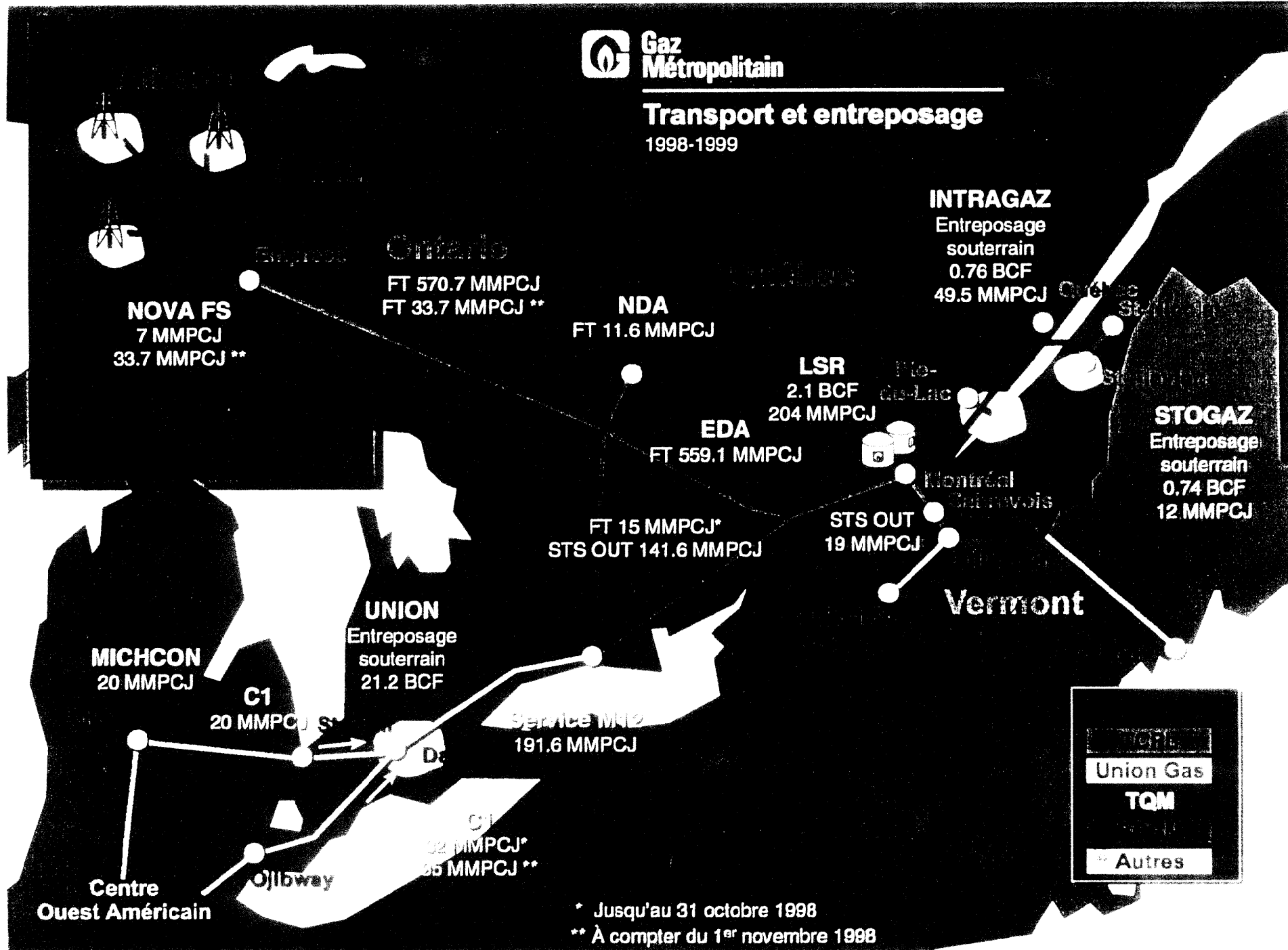
31 Le 1^{er} novembre 1999 correspond également avec la date cible pour la mise en place
32 de l'éclatement des tarifs, ce qui ajoute une dimension additionnelle à considérer
33 puisque un positionnement géographique différent peut favoriser la mise en place de
34 nouveaux services qui pourront également être éclatés et ainsi bénéficier à l'ensemble
35 de la clientèle.

CONTRATS DE TRANSPORT: TCPL, UNION GAS, NOVA et MICHCON					
BUDGET 1998					
	MMPC/JR (1)	103M3/JR (2)	106M3/AN (3)	BCF/AN (4)	
<u>CONTRATS TCPL: FT</u>					
TRANSPORT DISPONIBLE					
1	ZONE EST (EDA)	559,1	15839	5781	204,1
2	ZONE EST (EDA) (à compter du 1 nov. 1998)	33,7	955	319	11,3
3	ZONE NORD (NDA)	11,6	329	120	4,2
4	SERVICE DE LIVRAISON	2,7	77	28	1,0
5	TRANSPORT VGS			42	1,5
6	TOTAL DU TRANSPORT	607,2	17200	6291	222,1
<u>DEMANDE VERSUS APPROVISIONNEMENT AUTRE QUE LE SERVICE FERME (FT)</u>					
7	DEMANDE AVANT INTERRUPTION				242,1
8	VARIATION D'INVENTAIRE (incluant échanges de gaz)				2,3
9	DEMANDE TOTALE				244,4
10	ACHAT DE GAZ DANS L'EST				-3,4
11	INTERRUPTION				-18,9
12	VOLET-2				5,0
13	INTERRUPTION NETTE				-13,9
14	COEFFICIENT D'UTILISATION				100,0%
<u>CONTRAT TCPL: FT</u>					
15	PARKWAY - MONTREAL (1 au 31 octobre 1998)	15,0	424,9	13	0,5
<u>CONTRAT TCPL: STS</u>					
16	PARKWAY - MONTREAL	141,6	4011	1464	51,7
17	PARKWAY - PHILIPSBURG	19,0	538,2	196	6,9
<u>CONTRATS UNION GAS:</u>					
18	TRANSPORT M12	191,6	5428	1981	69,9
TRANSPORT C1:					
19	- ST-CLAIR A DAWN	20,0	567	207	7,3
20	- OJBWAY A DAWN (1/10/1998 au 31/10/1998)	32,7	926	29	1,0
21	- OJBWAY A DAWN (1/11/1998 au 30/9/1998)	35,0	990	331	11,7
<u>CONTRATS NOVA:</u>					
22	AECO - EMPRESS	7,0	198	66	2,3
23	AECO - EMPRESS (à compter du 1 nov. 1998)	33,7	955	319	11,3
24	CONTRAT MICHCON	20,0	567	207	7,3



Transport et entreposage

1998-1999



Union Gas
TQM
Autres

* Jusqu'au 31 octobre 1998
** À compter du 1^{er} novembre 1998

DEMANDE ET APPROVISIONNEMENT EN GAZ				
BUDGET 1999				
	HIVER (BCF) (1)	ETE (BCF) (2)	TOTAL (BCF) (3)	
DEMANDE				
1	CONTINU	95,5	70,0	165,5
2	INTERRUPTIBLE	36,9	36,3	73,3
3	GAZ PERDU ET USAGE DE LA CIE	1,0	0,8	1,8
4	SERVICE D'ENTREPOSAGE VGS	1,5		1,5
5	SOUS-TOTAL AVANT INJECTION**	134,9	107,1	242,1
INVENTAIRE:				
6	INJECTION UNION GAS		21,5	21,5
7	LIQUEFACTION (GNL)		2,2	2,2
8	INJECTION PDL	2,0	0,9	2,9
9	INJECTION VGS		1,5	1,5
10	ECHANGE DE GAZ (CoEnergy et autres)	0,5	3,9	4,4
11	ST-FLAVIEN		2,7	2,7
12	SOUS-TOTAL INVENTAIRE	2,5	32,7	35,2
13	TOTAL DE LA DEMANDE	137,4	139,8	277,3
APPROVISIONNEMENT				
14	FT - EMPRESS - MTL	91,3	128,3	219,6
15	SERVICE DE LIVRAISON	0,4	0,6	1,0
16	TRANSPORT VGS		1,5	1,5
17	TOTAL DU TRANSPORT	91,7	130,4	222,1
INVENTAIRE:				
18	RETRAIT UNION GAS	16,0	4,5	20,5
19	VAPORISATION (GNL)	2,0	0,2	2,2
20	RETRAIT PDL	2,8	0,1	2,9
21	RETRAIT ST-FLAVIEN	0,8		0,8
22	RETRAIT VGS	1,5		1,5
23	INTRAGAZ		1,2	1,2
24	ECHANGE DE GAZ (CoEnergy et autres)	3,8		3,8
25	SOUS-TOTAL INVENTAIRE	26,9	6,0	32,9
26	ACHAT DE GAZ DE L'EST		3,4	3,4
27	TOTAL APPROVISIONNEMENT	118,5	139,8	258,4
28	INTERRUPTION	-18,9		-18,9
29	VOLET-2	5,0		5,0
30	INTERRUPTION NETTE	-13,9		-13,9

TARIFS DE TRANSPORT: TCPL, UNION GAS, NOVA et MICHCON					
BUDGET 1998					
AU 1 AVRIL 1998					
		\$/103M3MOIS (1)	\$/103M3 (2)	\$/GJ ** (3)	
TCPL:					
1	- ZONE EST (EDA)				
	- PRIME FIXE	984,29	32,360	0,854	
2	- PRIME VARIABLE		1,671	0,044	
3	TOTAL		34,031	0,898	
4	- ZONE NORD (NDA)				
	- PRIME FIXE	807,08	28,534	0,700	
5	- PRIME VARIABLE		1,351	0,036	
6	TOTAL		27,885	0,736	
7	- FT - PKW - MTL				
	- PRIME FIXE	233,08	7,663	0,202	
8	- PRIME VARIABLE		0,360	0,010	
9	TOTAL		8,023	0,212	
10	- SERVICE D'ENTREPOSAGE				
	- PRIME FIXE	230,60	7,581	0,200	
11	- PRIME VARIABLE		0,360	0,010	
12	TOTAL		7,941	0,210	
AU 1 JANVIER 1998					
UNION GAS:					
13	- TRANSPORT M12				
	- PRIME FIXE	110,88	3,645	0,096	
14	TOTAL		3,645	0,096	
15	- TRANSPORT M12-ouvertur				
	- PRIME VARIABLE		3,645	0,096	
16	TOTAL		3,645	0,096	
- RATIO DE GAZ DE COMPRESSION					
		AVR. A OCT.		NOV. A MARS	
17	- VERS L'EST	0,3%		0,7%	
18	- VERS L'OUEST	0,3%		0,2%	
19	- TRANSPORT C1				
	- PRIME FIXE	35,933	1,181	0,031	
20	(ST-CLAIR A DAWN)		0,279	0,007	
21	TOTAL		1,460	0,039	
22	- TRANSPORT C1				
	- PRIME FIXE	35,933	1,181	0,031	
23	(ONBWAY A DAWN)		1,046	0,028	
24	TOTAL		2,227	0,059	
AU 1 AVRIL 1998					
NOVA:					
25	- PRIME FIXE	139,690	4,593	0,121	
26	- PRIME VARIABLE		0,230	0,006	
				0,127	
AU 1 JANVIER 1998					
MICHCON:					
27	- FRAIS D'ADMINISTRATION	300,00	\$USAMOIS	408,16	\$CNDAMOIS *
28	- PRIME FIXE	0,085	\$USMPC	0,088	\$CNDMPC
29	- PRIME VARIABLE (ENTRE 0 ET 20 MMPC/JR)	0,040	\$USMPC	0,054	\$CNDMPC
30	- PRIME VARIABLE (PLUS DE 20 MMPC/JR)	0,105	\$USMPC	0,143	\$CNDMPC
31	* (1\$CND=0,735\$US)				
32	** 37,89 GJ/103M3				

INJECTION ET RETRAIT DES ENTREPOSAGES: UNION GAS, USINE DE LIQUÉFACTION, INTRAGAZ et STOGAZ

BUDGET 1999

**103M3/JR
(1)**

UNION GAS:

1	RETRAIT		4011
2	INJECTION	SI NIVEAU < 450000 103M3	4500
3		SI NIVEAU > 450000 103M3	3000

GNL:

4	VAPORISATION		5779
5	LIQUEFACTION		290

INTRAGAZ (PDL):

6	RETRAIT		1400
7	INJECTION		2400

STOGAZ (ST-FLAVIEN):

8	RETRAIT		368
9	INJECTION		481

TARIFS D'ENTREPOSAGE: UNION GAS, INTRAGAZ et STOGAZ

BUDGET 1999

AU 1 JANVIER 1998

UNION GAS:

	\$/103M3/MOIS (1)	\$/103M3 (2)	\$/GJ * (3)
1 - PRIME FIXE - ESPACE	0,316	3,792	0,100
2 - PRIME FIXE - "DELIVERABILITY"	42,577	1,400	0,037
3 - PRIME VARIABLE - INJECTION		0,217	0,006
4 - PRIME VARIABLE - RETRAIT		0,217	0,006
5 - PRIME VARIABLE - DESHYDRATATION		0,160	0,004
6 - PRIME VARIABLE - OVERRUN AUTORISE - INJ. (sans gaz comp.)		1,617	0,043
7 - PRIME VARIABLE - OVERRUN AUTORISE - RET. (sans gaz comp.)		1,617	0,043
- RATIO DE GAZ DE COMPRESSION (AVRIL A MARS)			
8 - INJECTION	0,4%		
9 - RETRAIT	0,4%		
10 - INJECTION OVERRUN AUTORISE	1,3%		
11 - RETRAIT OVERRUN AUTORISE	2,1%		

AU 1 JANVIER 1998

AU 1 JANVIER 1999 **

INTRAGAZ PDL:

	\$/103M3/MOIS (1)	\$/103M3 (2)	\$/GJ * (3)	\$/103M3/MOIS (4)	\$/103M3 (5)	\$/GJ * (6)
12 - PRIME DE RESERVATION	20,6045			21,037		
13 - PRIME DE SOUSCRIPTION	215,5550			220,082		
14 - PRIME VARIABLE - RETRAIT		7,7346	0,204		7,897	0,209

STOGAZ ST-FLAVIEN:

15 - PRIME DE RESERVATION	8,579			8,836		
16 - PRIME VARIABLE - INJECTION		1,739	0,046		1,791	0,047
17 - PRIME VARIABLE - RETRAIT		0,290	0,008		0,299	0,008
18 - PRIME EXCÉDENTAIRE	23,284			23,980		

19 * 37,89 GJ/103M3

LISTE DES FOURNISSEURS ACTIFS EN " ACHATS DIRECTS "
AU 1ER AVRIL 1998

Fournisseurs	Volumes (103m3) (*)
Alberta Energy Co.	5 110
Amoco Canada Petroleum	93 112
Cibola Canada Energy Marketing	108 843
Coral Energy Canada Inc.	72 307
Direct Energy Marketing Ltd	172 061
Duke Energy Marketing Limited	1 345 025
Engage Energy Canada L.P.	101 105
Enron Capital & Trade Res.	5 877
Gulf Canada Resources Inc.	36 573
Hydro-Québec	113 260
IGI Resources Inc.	18 542
Imperial Oil Resources	41 136
Kimball Trading Company, L.L.C.	40 150
Natural Gas Clearinghouse Canada	203 853
Novergaz Inc.	95 630
Pan Canadian Petroleum Ltd	348 393
Petro- Canada	127 057
Poco Petroleums Ltd	7 629
Progas Limited	46 173
Renaissance Energy Ltd	72 635
Suncor Ltd	12 410
Talisman Energy Inc.	23 360
Tractebel Energy Marketing Inc.	56 685
TransCanada Gas Services	868 299
Utilicorp Energy Services Ltd	7 592

(*) Volumes quotidiens au 1er avril 1998 exprimés annuellement. Les clients ont la possibilité de changer quotidiennement de fournisseur. Les volumes nominés varient donc de façon régulière.

Société en Commandite Gaz Métropolitain

Cause Tarifaire 1999, R-3397-98

Coûts annuels des approvisionnements gaziers

<u>No de ligne</u>	<u>Description</u>	<u>Coûts (,000\$)</u>	<u>Volumes (10³m³)</u>	<u>Coûts Moyen \$/10³m³</u>
1	Frais fixes de transport:			
2	- Transport -- Champion Pipeline	577		
3	- Prime fixe Empress - Zone est	197,419	200,570/jr	984.29
4	- Prime fixe Empress - Zone nord	3,186	3,948/jr	807.08
5		<u>201,182</u>	<u>204,518/jr</u>	<u>983.69</u>
6	Capacité contracté		6,220,190	32.34
7	Capacité non utilisé		(0)	32.34
8	Capacité utilisé		<u>6,220,190</u>	<u>32.34</u>
9	Coefficient d'utilisation		100.00%	
10	Frais variables de transport:			
11	- Gaz de compression	40,511	18,240 Gj	2.22100
12	- Service ferme -- SF (zone est)	10,193	6,100,105	1.6710
13	- Service ferme -- SF (zone nord)	162	120,085	1.3510
14	- Livraison	0	28,105	0.0000
15	- Volet2	5,835	143,906	40.5439
16	- Achat de l'est -- hiver	386	8,687	44.4207
17	- Achat de l'est -- été	3,938	97,131	40.5439
18	Frais var. de transport	<u>61,025</u>	<u>6,498,019</u>	<u>9.3914</u>
19	Frais de transport (T)	<u>262,207</u>	<u>6,498,019</u>	<u>40.3519</u>
20	Entreposage (T)			
21	- Solde au début	25,818	647,625	39.87
22	- Solde à la fin	(28,377)	(699,898)	40.54
23	Variation d'entreposage (T)	<u>(2,559)</u>	<u>(52,273)</u>	<u>48.96</u>
24	Volume disponible à la revente	259,648	6,445,746	40.28
25	Gaz utilisé dans les opérations (T)	(1,256)	(31,375)	40.03
26	Gaz perdu (T)	(1,671)	(41,693)	40.07
27	Gaz vendu	<u>256,722</u>	<u>6,372,678</u>	<u>40.28</u>
28	Normalisation (T)	0	0	0.00
29	Frais de transport du gaz vendu (T)	<u>256,722</u>	<u>6,372,678</u>	<u>40.46</u>
30	\$/Mpc			<u>1.15</u>
31	Frais d'entreposage:			
32	- Gaz d'entreposage souterrain (M-12)	15,383		
33	- Usine de LSR	3,921		
34	- Gaz d'entreposage souterrain-Intragaz	9,343		
35	- St. Flavien	2,552		
36	- Coenergy	1,428		
37	- Autre frais d'entreposage	0		
38	Frais d'entreposage	<u>32,627</u>		

Société en Commandite Gaz Métropolitain

Cause Tarifaire 1999, R-3397-98

Coûts annuels des approvisionnements gaziers

No de ligne	Description	Coûts (,000\$)	Volumes (10 ³ m ³)	Coûts Moyen \$/10 ³ m ³
1	<u>Frais de transport additionnel</u>			
2	- Service STS - Parkway/Montréal	13,533		
3	- Michcon (Willowrun/St.Clair)	646		
4	- Union C1 (Ojibway/St.Clair/Dawn)	672		
5	- T.Q. & M.	120		
6	- Transmission - Électricité	497		
7	- Frais d'échange	0		
8	- Optimisation des outils d'approvisionnement	(1,600)		
9	- Frais de transport à divers postes	0		
10	- Autres frais de transport	0		
11	Frais de transport additionnel	13,868		
12	<u>Amortissement</u>			
13	- Nivellement frais de compression	(2,091)		
14	- Pass-on TCPL, Great Lakes et St.Flavien	(3,310)		
15	Amortissement	(5,401)		
16	<u>Coût du gaz perdu</u>			
17	- Coût du transport perdu	1,671	41,693	40.07
18	- Coût de la marchandise perdu	3,305	41,693	79.28
		4,976	41,693	119.35
19	- Nivellement du gaz perdu	0	0	0.00
20	Coût du gaz perdu	4,976	41,693	119.35
21	<u>Taux du gaz perdu:</u>			
22	- Perte réel		0.650%	
23	- Nivellement		0.000%	
24	- Perte normal		0.650%	
25	Coût transport et entrepo. (TD)	302,793	6,372,678	47.72
26	\$/Mpc			1.35
27	<u>Coût marchandise vendu (M)</u>		<u>Tj</u>	<u>\$/Gj</u>
28	- Gaz de réseau et achat / ventes	486,989	231,900	2.1000
29	- Biénergie	0	0	0.0000
30	- Ventes hors franchise	0	0	0.0000
31	- Normalisation de la température	0	0	0.0000
32		486,989	231,900	2.1000
33	- Livraison de marchandise (à zéro)	0	8,669	0.0000
34	- Ajustement du prix du gaz dû aux inventaires	(129)	0	0.0000
35		486,859	240,569	2.0238
36	Coût de transport,d'entreposage	789,652		
37	et de marchandise			

**Frais d'exploitation
de l'entreposage souterrain et de transport**

,000\$

No de Ligne	Description	Montant (1)	Volumes (10 ³ M ³) (2)	Coût Moyen (\$/10 ³ M ³) (3)
1	Union Gas -- Tarif M-12			
2	- Frais fixes	13,183	597,636	22.059
3	- Frais variables-entreposage	1,172	597,636	1.961
4	- Frais variables-transport	223	664,285	0.336
5	- Fuel	805	664,285	1.212
6	Total	<u>15,383</u>	<u>664,285</u>	<u>23.157</u>
7	T.C.P.L. -- Service STS			
8	- Frais fixes	11,100	747,214	14.855
9	- Frais variables	2,433	747,214	3.256
10	Total	<u>13,533</u>	<u>747,214</u>	<u>18.111</u>
11	Intragaz			
12	- Frais fixes	8,690	83,240	104.397
13	- Frais variables	653	83,240	7.845
14	Total	<u>9,343</u>	<u>83,240</u>	<u>112.242</u>
15	St. Flavien			
16	- Frais fixes	2,505	23,795	105.274
17	- Frais variables	47	23,795	1.975
18	Total	<u>2,552</u>	<u>23,795</u>	<u>107.249</u>