

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ MÉTROPOLITAIN

CAUSE TARIFAIRE 2000

PRÉSENTATION DU DOSSIER

TÉMOIN:

ROBERT TESSIER

PRÉSIDENT ET CHEF DE LA DIRECTION

1 La présentation annuelle d'un dossier tarifaire est l'occasion par excellence pour le président et chef
2 de la direction de faire le point sur l'activité de distribution de gaz naturel et de cerner le contexte
3 dans lequel s'insère notre demande. C'est avec plaisir que je m'acquitte pour la troisième fois de
4 cette tâche.

5

6

7 **BILAN PRÉLIMINAIRE DE 1999**

8

9 L'exercice 1999 a été marqué par un certain nombre de succès mais aussi de situations
10 préoccupantes en matière commerciale. Au nombre des succès, il y a lieu de mentionner :

11

12 ■ La croissance de plus de 4 % des livraisons, normalisées pour la température, dans les marchés
13 résidentiel et surtout commercial.

14

15 • La mise en exploitation de l'extension de Gazoduc TQM, entre Lachenaie et East Hereford, avec
16 un poste de livraison à Waterloo pour satisfaire la demande du réseau de distribution dans la
17 région.

18

19 ■ Des nouvelles ventes dans les marchés résidentiel et commercial qui devraient assurer la
20 croissance des livraisons dans ces marchés au cours des prochaines années.

21

22 • Des nouvelles ventes dans le marché de la grande entreprise supérieures à celles de l'an
23 dernier, avec la signature d'un important contrat.

- 1 Ces succès sont assortis ou accompagnés d'un certain nombre de préoccupations.
2
- 3 ▪ Pour une deuxième année consécutive, la saison de chauffage a été marquée par une
4 température significativement au-dessus de la normale ce qui, toutes choses étant égales par
5 ailleurs, signifie une hausse de tarifs à compter de 2001 pour combler le manque à gagner. À
6 noter que les consommateurs auront tout de même connu une économie réelle pour les
7 composantes gaz naturel et transport de leur facture totale. Il leur en aura coûté moins cher
8 parce qu'il a fait moins froid.
9
 - 10 ▪ La situation concurrentielle par rapport aux produits pétroliers, qui était devenue négative à
11 l'hiver 1997-1998, a continué de se détériorer jusqu'à l'été 1998 pour demeurer pendant
12 plusieurs mois de l'exercice 1999 à un niveau sans précédent. Le prix du pétrole durant la
13 deuxième moitié de l'exercice s'est rétabli, mais celui du gaz naturel n'a pas cessé de grimper
14 depuis deux ans. À 3,00 \$/GJ et plus, le prix du gaz naturel atteint un sommet historique.
15
 - 16 ▪ Les livraisons aux clients grande entreprise en service continu sont en baisse de 8,4 % par
17 rapport à l'an dernier, en raison principalement de la baisse de la production chez certains
18 clients.
19
 - 20 ▪ Considérant l'évolution anticipée de la situation concurrentielle et de son impact sur les
21 livraisons, ainsi que de la nouvelle dynamique qui s'annonce en matière de transport, et compte
22 tenu d'un contrat pour une capacité additionnelle de 8,3 MMMpc qui entre en vigueur le
23 1^{er} novembre prochain, Gaz Métropolitain a dû aviser TCPL qu'elle n'entendait pas renouveler
24 des contrats de transport totalisant 21,8 MMMpc/an.

1 ▪ TCPL a annoncé une augmentation de 4 % de ses tarifs pour le transport en service continu à
2 compter du 1^{er} juin dernier et ce, en raison du non-renouvellement de contrats représentant
3 environ 10 % de sa capacité totale et venant à échéance cet automne. Si aucune solution n'est
4 trouvée par TCPL pour diminuer l'impact de ce nouveau phénomène, qui pourrait aller en
5 grandissant avec l'arrivée de nouveaux gazoducs qui concurrenceront TCPL, cette dernière
6 pourrait demander de nouvelles augmentations au cours des prochaines années. Nous suivons
7 évidemment cette situation de très près et intervenons dans les discussions au niveau du
8 Groupe de travail sur les tarifs de TCPL. Cette dernière demeurera notre transporteur principal
9 pour un bon nombre d'années encore, en raison de nos engagements à long terme et des délais
10 pour que des alternatives deviennent disponibles.

11
12 ▪ Les tarifs d'emmagasiner de Union Gas passeront d'un mode de coût de service à un mode
13 de prix de marché pour nos contrats qui viennent à échéance le 31 mars 2001. Le prix demandé
14 par Union dans les négociations qui ont débuté représente environ le triple du tarif actuel.

15
16 Je complète ce bilan préliminaire en mentionnant que les résultats financiers de l'exercice 1999
17 devraient excéder les prévisions financières du dossier tarifaire, avec un trop-perçu de l'ordre de
18 11 millions \$. Deux éléments de ces résultats doivent être soulignés, à savoir les dépenses
19 d'exploitation et les livraisons dans les marchés résidentiel et commercial. En ce qui a trait aux
20 dépenses d'exploitation, la Régie avait demandé qu'elles soient limitées à 102,2 millions \$. Malgré
21 nos efforts, l'objectif de réduction de 2,1 millions \$ n'aura été atteint qu'à 50 %. On se rappellera
22 que la décision de la Régie à ce sujet n'a été connue que plus de quatre mois après le début de
23 l'exercice et que de plus, la très grande majorité de ces dépenses sont affectées par l'inflation liée
24 à la rémunération du personnel. Ceci dit, nous assurons la Régie que le contrôle des dépenses
25 d'exploitation est et demeurera un objectif prioritaire.

1 Quant aux livraisons dans les marché résidentiel et commercial, la croissance enregistrée cette
2 année, soit environ 4,3 MMMpc, est plus du double de ce que l'on avait connu au cours des
3 dernières années et de ce que l'on avait prévu, d'où le trop-perçu mentionné précédemment. Notre
4 explication de ce résultat inattendu est une croissance économique plus forte que prévue, avec une
5 demande correspondante dans le marché commercial et petit industriel, ainsi qu'une matérialisation
6 plus rapide que prévue des nouvelles ventes.

7

8 Ceci dit, la Régie aura compris des préoccupations décrites précédemment que les prochains
9 exercices seront exigeants. Le gaz naturel est un produit de qualité reconnue qui peut obtenir, dans
10 certains marchés, une prime par rapport à une énergie alternative. Il ne peut toutefois échapper
11 entièrement, et dans tous les marchés, à une situation concurrentielle qui serait perçue par le
12 marché comme défavorable à moyen ou long terme. Or, on le sait, le prix du pétrole brut est
13 présentement maintenu à un niveau relativement élevé par une restriction volontaire de l'offre,
14 restriction sujette aux aléas de tout cartel. Gaz Métropolitain doit donc prévoir de fortes turbulences
15 dans l'activité de distribution de gaz naturel au Québec au cours des prochaines années.

16

17 Je conclus cette brève revue de l'exercice 1999 en exprimant ma préoccupation quant à la qualité
18 de certaines informations utilisées par la Régie pour traiter les dossiers tarifaires de Gaz
19 Métropolitain. L'exercice 1999 aura été particulièrement marquant à cet égard, avec une requête
20 tarifaire, une requête amendée, une demande de correction de la décision tarifaire et une requête
21 en révision. Les décisions de la Régie ont révélé des perceptions qui méritent d'être corrigées ou
22 nuancées relativement à la gestion de la Société ou au contexte dans lequel elle opère.

23

24 Après un peu plus de deux ans à la direction de Gaz Métropolitain, j'ai senti le besoin de m'exprimer
25 clairement et candidement sur ces questions afin d'éviter que ne se perpétuent des motifs de
26 décision qui reposent sur de l'information incomplète ou inadéquate. Nous sommes d'ailleurs
27 encouragés en ce sens par un passage de la décision D-99-117R (p.60) où la Régie refuse à Gaz
28 Métropolitain le droit de contester une affirmation antérieure de la Régie parce qu'elle ne l'avait pas
29 fait en temps opportun. Comme les membres de la Régie sont eux aussi relativement nouveaux
30 dans leur mandat, il importe de dissiper des malentendus, réels ou perçus, afin d'établir une nouvelle
31 base de « jurisprudence ».

32

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32

c **Ampleur des investissements**

Un des plus vieux et importants malentendus porte sur l'évolution de la base de tarification, et plus particulièrement sur le niveau d'investissements par rapport au niveau de l'amortissement. Une hausse de la base de tarification est perçue négativement a priori par la Régie parce qu'elle peut entraîner, ne serait-ce que pendant quelques années, une hausse de tarifs pour l'ensemble de la clientèle. (Voir à cet effet les pages 52, 53 et 54 de la décision D-99-11).

L'évolution des tarifs est une préoccupation constante que nous partageons avec la Régie, les intervenants et tous nos clients; nous y reviendrons d'ailleurs plus loin. Ceci dit, l'évolution des tarifs, surtout sur une courte période, n'est qu'un des facteurs à considérer avant de juger du bien-fondé d'un investissement. La Régie le reconnaît implicitement d'ailleurs puisqu'elle utilise comme critère de rentabilité le taux de rendement interne établi en fonction de la durée de vie de l'investissement.

Les autres principaux éléments à considérer sont, d'une part, l'obligation légale de desservir et, d'autre part, l'objectif de rentabilisation des actifs en place et des ressources existantes. La loi est claire (article 77 et suivants de la Loi sur la Régie de l'énergie) : le distributeur est tenu de « fournir et de livrer le gaz naturel à toute personne qui le demande dans le territoire desservi par son réseau de distribution », sauf s'il en est dispensé par la Régie au motif, par exemple, « que les coûts inhérents au service demandé ne seront pas supportés par ce consommateur ». Les études dites de revenus requis pour décider de raccorder ou non un client au réseau s'adressent spécifiquement à cette question : compte tenu des actifs en place et des ressources déjà disponibles, à quel moment ce client potentiel aura-t-il remboursé aux clients existants l'interfinancement dont il peut avoir bénéficié initialement ? De façon générale, plus cette période est courte, plus rentable est l'investissement pour l'ensemble des clients. Et plus l'investissement rentable est gros, plus important sera l'impact positif sur les tarifs. Ce serait donc contre l'intérêt des clients actuels de limiter les investissements rentables.

Voilà pour la théorie. Mais, en pratique, est-ce que la Régie doit s'inquiéter de la croissance de la base de tarification de SCGM ? Nous vous soumettons que non. À titre d'exemple, au cours

1 des huit dernières années, la croissance moyenne composée a été de 2,8 %, soit à peine plus
2 élevée que celle du PIB et ce, alors que nous avons procédé à d'importantes extensions de
3 réseau.

4
5 Nous demandons donc formellement à la Régie, tel qu'elle nous invitait à le faire si nous le
6 jugions à propos (décision D-99-11, page 54), de ne plus considérer le niveau d'amortissement
7 comme point de repère pour juger les investissements. Les investissements doivent être jugés
8 en fonction de leur impact sur l'évolution des tarifs et ce, en tenant compte d'un juste équilibre
9 entre l'intérêt des clients actuels et celui des clients potentiels qui voudraient avoir accès au gaz
10 naturel.

11
12
13 c **Qualité des investissements**

14
15 Dans sa décision D-99-11, page 52, la Régie se dit « préoccupée de la facilité avec laquelle des
16 projets d'immobilisations retirés de la liste peuvent être remplacés par une augmentation du coût
17 des projets déjà énumérés et par l'addition de nouveaux projets ». Cette préoccupation de la
18 Régie, qui n'avait pas été soulevée auparavant, est perçue comme une insinuation que Gaz
19 Métropolitain décide, a priori, d'un niveau d'investissements pour une année projetée et ajuste
20 ensuite la liste et les coûts des projets en fonction de cet objectif. Si notre perception est fondée,
21 cette suggestion mérite d'être relevée.

1 On aura compris de notre position quant aux critères d'investissement qu'il n'y a pas de limite
2 théorique à l'ampleur des investissements. Aussi nous présentons à chaque année un aperçu
3 du portefeuille d'investissements potentiels tel qu'il apparaît au moment de la préparation de la
4 cause tarifaire et ce, afin d'identifier l'impact des investissements sur les tarifs. Ce portefeuille
5 est dynamique et évolue constamment en fonction, par exemple, de la situation concurrentielle,
6 de l'engagement formel des clients visés, de la disponibilité d'une contribution du gouvernement,
7 ou encore des prix demandés pour l'exécution des travaux. La Régie a pu constater cette
8 dynamique dans la cause 1999 alors que le dossier tarifaire préparé au printemps 1998 a été
9 révisé avant l'audition de la cause en octobre. Enfin, je rappelle que tous les projets d'extension
10 de réseau d'un million de dollars et plus doivent être approuvés individuellement par la Régie.
11

12
13 **Densification versus extensions de réseau**

14
15 « La Régie doit donc s'interroger avec soin sur la pertinence d'investir environ 1,5 million \$ par
16 année pendant cinq ans pour le développement d'un plan relatif à la nouvelle construction
17 (résidentielle) alors qu'un effort nettement moindre est prévu pour la densification du réseau qui
18 offre un potentiel existant, à moindres frais, et qui déplace du mazout » (Décision D-99-11, page
19 17). Cette assertion est reprise sous des formes similaires ailleurs dans la même page et à la
20 page 15 de la décision D-99-11. Elle suggère que Gaz Métropolitain néglige un marché plus
21 facile et plus rentable et favorise plutôt celui plus coûteux des extensions de réseau. Il importe
22 de rassurer la Régie à ce sujet.
23

24 Les statistiques sur la ventilation des ventes sont plus probantes dans le marché commercial
25 que dans le marché résidentiel où la relance ne date que de trois ans. Les statistiques montrent
26 que depuis cinq ans, 75 % environ des nouveaux volumes du moyen débit résultent de la
27 densification du réseau. Ce résultat ne devrait pas surprendre. En effet, comme la densification
28 est généralement plus rapidement rentable que les extensions de réseau, ceux qui ont des
29 objectifs de ventes à atteindre vont se consacrer d'abord aux projets théoriquement les plus
30 rentables et, par conséquent, théoriquement les plus faciles à réaliser. Sauf que les bâtiments
31 existants sur réseau sont déjà dotés d'un système utilisant, disons, la plinthe électrique ou un
32 appareil au mazout. Or le gaz naturel ne peut déplacer la plinthe électrique sans investissements

1 importants dans le bâtiment. Si, par contre, la substitution du mazout se fait sans problème
2 technique, le client potentiel n'est pas pour autant facile à convaincre s'il est satisfait de son
3 appareil et, qui plus est, si la situation concurrentielle favorise le mazout.

4
5 Dans le cas du marché résidentiel, les nouveaux clients sur réseau représentaient
6 respectivement 81 % et 62 % du total en 1997 et 1998. Cette baisse relative est imputable à
7 la croissance du nombre de clients dans les nouveaux projets domiciliaires, le nombre de
8 nouveaux clients sur réseau s'étant maintenu.

9
10 Notre intérêt dans la densification du réseau n'est donc pas « mitigé », comme le dit la Régie
11 (D-99-11, p.17). Cependant, force est de reconnaître que le marché de la conversion présente
12 souvent soit des contraintes techniques, soit des contraintes économiques difficilement
13 contournables, alors que dans le marché des projets domiciliaires, le bâtiment est construit en
14 fonction du choix du promoteur et de ses clients. La vente s'en trouve ainsi facilitée. Il nous
15 paraîtrait irresponsable de ne pas saisir le marché de la nouvelle construction au moment où il
16 se présente car comme le développement résidentiel s'articule de façon linéaire, et le plus
17 souvent en chaînes, si on laisse passer les premiers chaînons, c'est toute la chaîne qui risque
18 de ne plus être accessible au gaz naturel.

1 c **Évolution des tarifs**

2

3 Toutes ces préoccupations de la Régie quant à l'ampleur des investissements, à la qualité des
4 investissements et à la densification du réseau relèvent sans doute de la préoccupation maintes
5 fois répétée sur l'évolution des tarifs. Est-ce que les faits supportent cette préoccupation ? Nous
6 vous soumettons respectueusement que tel n'est pas le cas.

7

8 En effet, la pièce SCGM-15, document 1.2d, déposée dans le dossier tarifaire de 1999, et jointe
9 ici comme Annexe A, montrait l'évolution des taux unitaires moyens de six catégories de clients
10 pour le service de transport et de distribution. Pour les clients du moyen débit en service continu
11 ainsi que pour les clients de la grande entreprise, représentant plus de 80 % de toutes les
12 livraisons, les tarifs demandés étaient 1,6 % plus bas en moyenne qu'il y a sept ans. Voilà le
13 genre de données qui, si elles étaient rapportées dans les décisions de la Régie, permettraient
14 aux intervenants et au public de mettre en perspective les autres préoccupations de la Régie.

15

16

17 c **Tarifs de Gaz Métropolitain versus les tarifs en Ontario**

18

19 Certains de nos clients ne manquent jamais une occasion de demander que les tarifs baissent
20 au niveau de ceux de l'Ontario, ce qui signifierait, à titre d'exemple, une baisse de l'ordre de
21 40 % pour les tarifs de la grande entreprise si on les compare avec ceux de Enbridge
22 Consumers. La chose est-elle possible à moyen et même à long terme ? Ou est-ce que l'écart
23 est imputable à des facteurs historiques, géographiques, économiques ou autres qui font que
24 l'écart est incontournable pour l'essentiel, comme je le disais dans mon témoignage l'an dernier.

25

26 Précisons dans un premier temps que les tarifs de grande consommation sont globalement
27 justes et équitables par rapport aux tarifs des autres catégories de clients de la Société. C'est
28 ce qu'a démontré l'étude du coût de service selon les méthodes approuvées par la Régie. Dans
29 un deuxième temps, nous dirons que la recherche d'une baisse de tarifs est une démarche tout
30 à fait légitime de la part de nos clients. Soit dit en passant, leurs concurrents ontariens
31 n'agissent pas autrement lorsqu'ils critiquent les tarifs d'électricité d'Hydro-Ontario qui sont
32 environ 35 % plus élevés que ceux d'Hydro-Québec. Enfin, nous reconnaissons que Gaz

1 Métropolitain a alimenté le malentendu en proposant au début des années 90 un objectif qui, à
2 l'analyse, était hors de portée. À cet égard, nous référons la Régie à une étude du professeur
3 Yves Rabeau intitulée « Une analyse de l'effet des politiques énergétiques au Canada et au
4 Québec sur l'utilisation et le coût de distribution du gaz naturel au Québec ». Ce document avait
5 été déposé dans le cadre de la cause R-3351-96. Il n'avait alors suscité aucune question de la
6 part des intervenants ou de la Régie et, pour cette raison probablement, n'a pas été rapporté et
7 est devenu lettre morte.

8
9 Voici quelques faits et données tirés de cette analyse (GMI-114, doc. 2.1 et 2.2) qui expliquent
10 l'écart des tarifs entre Gaz Métropolitain et Enbridge Consumers :

- 11
12 ▪ Pour amener le gaz naturel de l'Ouest canadien en 1958, TCPL traverse toute la partie la plus
13 peuplée de l'Ontario. Au Québec, TCPL s'arrête à Montréal. Le tarif de TCPL est alors plus
14 élevé à Montréal qu'à Toronto.
- 15
16 ▪ En 1958, le mazout est l'énergie prépondérante pour le chauffage dans les deux provinces.
17 Le prix est plus élevé en Ontario qui doit s'approvisionner en pétrole canadien à un prix plus
18 élevé que celui du marché international où s'approvisionne le Québec, ouvrant la porte à une
19 pénétration massive du gaz naturel en Ontario.
- 20
21 ▪ Nationalisation de l'électricité au Québec en 1966. L'hydro-électricité permet des meilleurs
22 tarifs que ceux d'Hydro-Ontario où l'électricité est d'origine thermique principalement.
- 23
24 ▪ Le gaz naturel perce difficilement au Québec à cause de la situation concurrentielle. En 1971,
25 83 % des logements étaient encore chauffés au mazout. En Ontario, les réseaux de
26 distribution de gaz naturel avaient connu une croissance considérable : 25 912 kilomètres
27 de conduites principales en 1971, soit dix fois plus qu'au Québec.
- 28
29 ▪ Crise pétrolière de 1973. Prix du pétrole unique établi à travers le Canada. Québec dans la
30 même zone tarifaire que l'Ontario pour TCPL. Hydro-Québec, qui est entrée dans une phase
31 de développement gigantesque, attaque tous les marchés : dans le secteur résidentiel, sa
32 part passe de 6,9 % en 1971 à 31,2 % en 1979.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20

- Suite à la deuxième crise pétrolière en 1979, le gouvernement fédéral lance un programme pour déplacer le mazout. En Ontario, le gaz naturel est favorisé par la situation concurrentielle. Au Québec, c'est l'électricité qui s'empare de la plus grosse part du marché de la chauffe. Dans le résidentiel, l'électricité passe de 31 % en 1979 à 58 % en 1985. En Ontario, le gaz occupe 50 % de ce marché. Au Québec, Gaz Métropolitain a fait des efforts considérables pour déplacer le mazout, sa base de tarification passant de 235 millions \$ en 1979 à 520 millions \$ en 1985.

La suite des événements est bien connue, avec l'éclatement du cartel de l'OPEP en 1985 et la déréglementation du prix du gaz naturel. Mais on aura compris que les jeux étaient faits dans la décennie qui a suivi l'arrivée de TCPL. L'arrivée massive d'hydro-électricité à bas prix au Québec dans les années 70 n'est venue qu'ajouter un autre concurrent dans le marché de la chauffe. Avec pour résultat que la part de marché du gaz naturel est plafonnée à 16 % au Québec, alors qu'elle est de 38 % en Ontario, ce qui se traduit par une plus faible densification du réseau au Québec et donc, des coûts unitaires plus élevés. Toutes choses étant égales par ailleurs, ce n'est que par une plus grande part de marché et partant, une plus grande densification, que l'écart des tarifs pourrait être réduit de façon substantielle. Or, rien dans les prévisions sur la situation concurrentielle ne permet de croire que le gaz naturel pourrait, à titre d'exemple, doubler sa part de marché dans un avenir prévisible.

1 Voilà pour ce qui est du fondamental. En pratique, la comparaison tarifaire avec l'Ontario
2 s'améliore depuis au moins cinq ans. Les annexes B-1 à B-3 présentent l'évolution comparative
3 des tarifs de Gaz Métropolitain et de Enbridge pour certains cas types du marché de la grande
4 entreprise. Depuis 1993, nos clients grande entreprise ont vu leurs tarifs varier entre une baisse
5 de 13,9 % et une hausse de 2,1 %, selon les cas types. Par contre, leurs vis-à-vis, clients de
6 Enbridge Consumers, ont connu au mieux un gel, et au pire une hausse de 4,6 %. Malgré cette
7 évolution très favorable, nos tarifs demeurent supérieurs à ceux de Enbridge Consumers. Les
8 causes structurelles invoquées précédemment expliquent sans doute la plus grande partie de
9 cet écart. Ceci dit, nous nous appliquons à travailler sur les facteurs que nous pouvons
10 influencer afin de contrôler l'évolution des tarifs. Quant aux facteurs hors de notre contrôle, nous
11 les reconnaissons comme tels, et invitons la Régie et les intervenants à faire de même.

12
13
14 c **Risque d'entreprise et prime de risque**

15
16 Gaz Métropolitain a pris acte des décisions de la Régie sur l'établissement du taux de rendement
17 autorisé sur l'avoir pour l'exercice 1999 ainsi que sur le mécanisme d'établissement automatique
18 du taux de rendement pour les exercices 2000, 2001 et 2002. La prime de risque qui servira de
19 base pendant quatre ans constituera un irritant majeur pour toute la période. Nous ne voulons
20 pas reprendre ici le débat auquel a donné lieu la décision initiale dans la cause tarifaire mais
21 signaler à la Régie quelques questions qui n'ont pas été résolues.

22
23 SCGM avait contesté la comparaison que la Régie avait faite de la prime de risque de Gaz
24 Métropolitain par rapport à celle accordée à Enbridge Consumers par son organisme de
25 régulation. Siégeant en révision, la Régie a exprimé l'avis que : « La comparaison avec une
26 autre société réglementée comporte des limites en ce sens qu'il faudrait faire le « procès du
27 procès » pour savoir quels sont les éléments de calcul retenus pour fins d'adjudication. » (D-99-
28 117R, p. 52). De plus, le même banc réitérait tous les éléments qui doivent être pris en compte
29 dans l'établissement du taux de rendement, par exemple le contexte financier, le risque
30 d'entreprise, le contexte économique général et le maintien de l'intégrité financière de
31 l'entreprise, ce qui « confère un certain caractère de subjectivité » à l'exercice de fixation du taux
32 de rendement. Gaz Métropolitain endosse ces principes qui voudraient que le taux de rendement
33 soit taillé sur mesure, si on peut s'exprimer ainsi, mais on ne voit pas si, ou comment, ces
34 principes ont été appliqués à Gaz Métropolitain au cours des années.

1
2 Après une étude rétrospective, il s'avère en effet qu'à chaque année depuis 1996 la Régie a
3 accordé ou reconnu à Gaz Métropolitain une prime de risque qui, à deux points de base près,
4 est identique à celle accordée par l'ONE aux grands transporteurs d'hydrocarbure qui sont sous
5 sa juridiction (Voir Annexe C). Or nous notons, d'une part, que la Régie n'a jamais référé dans
6 ses décisions à la formule de l'ONE établie en 1995. Nous notons, de plus, la quasi parfaite
7 coïncidence des primes que nous ne pouvons expliquer à la seule lecture des décisions. On ne
8 peut donc que constater que la prime de risque accordée à Gaz Métropolitain pour une période
9 de sept ans est quasi identique à celle établie par l'ONE pour des entreprises considérées alors
10 comme parmi les plus stables de l'industrie du transport et de la distribution du gaz naturel.

11
12 Autre point à clarifier, celui de la comparaison du risque d'entreprise de Gaz Métropolitain que
13 la Régie (D-99-11, page 40) juge « sensiblement supérieur à celui des distributeurs ontariens ».
14 Le mot « sensiblement » est faible, à notre avis. L'évolution du marché du gaz naturel en Ontario
15 et au Québec depuis 1957, telle que décrite plus haut, constitue à elle seule une réponse
16 implicite mais probante sur le risque comparatif des distributeurs dans chacune des provinces.
17 En effet, des parts de marché respectives de 38 % et de 16 % pour le gaz naturel en Ontario et
18 au Québec sont indicatives des degrés différents de risque commercial auxquels font face les
19 distributeurs. D'autres facteurs doivent aussi être considérés, tels que la composition de la
20 clientèle et la croissance économique. Dans le premier cas, le marché de Gaz Métropolitain est
21 surpondéré en volumes interruptibles et sous pondéré en clients résidentiels. Quant à la
22 croissance économique, on sait que l'Ontario est une des régions les plus prospères du Canada
23 et que le Québec est en mode de rattrapage depuis quelques décennies.

1 Voici quelques chiffres de 1998 qui reflètent l'impact de tous ces facteurs sur les profils de deux
 2 distributeurs, Gaz Métropolitain et Enbridge Consumers, les deux plus importants dans chacune
 3 des provinces.

	<u>Enbridge Consumers</u>	<u>Gaz Métropolitain</u>
Livraisons	11 131 10 ⁶ m ³	5 944 10⁶m³
Base de tarification	3,049 M \$	1,397 M \$
Croissance de la base de tarification depuis 8 ans	97,7 %	25 %
Ventilation des livraisons		
Résidentiel	35 %	10 %
Commercial	40 %	25 %
Industriel - total	25 %	65 %
- interruptible	8 %	22 %
Longueur des conduites de distribution	27 000 km	7 577 km
Nombre de clients	1 392 485	146 955
Croissance nette de la clientèle depuis 3 ans	146 000	(501)
Nombre de clients par km de conduites de distribution	52	19

1 Vous noterez que Enbridge Consumers a ajouté en trois ans l'équivalent de toute la clientèle de
2 Gaz Métropolitain. J'ajoute que depuis 1990, elle a construit l'équivalent de notre base de
3 tarification. On le voit, les profils de ces deux distributeurs ne se comparent que par le fait qu'ils
4 fournissent le même genre de service. Autrement, les données ci-haut établissent clairement
5 que par ses actifs, son nombre de clients et leur répartition par marchés, ainsi que sa
6 croissance, qui reflète sans doute une situation concurrentielle favorable, Enbridge Consumers
7 jouit d'un risque d'entreprise largement inférieur à celui de Gaz Métropolitain. Et ce ne sont pas
8 des accommodements au niveau réglementaire, tel le programme de flexibilité tarifaire, dont
9 bénéficie Gaz Métropolitain qui, tout appréciés qu'ils soient, peuvent compenser des différences
10 structurelles dans les contextes économiques et énergétiques.

11
12 Nous soumettons que si le risque d'entreprise de Gaz Métropolitain est supérieur à ceux des
13 grands transporteurs canadiens et de Enbridge Consumers, à titre d'exemple, le taux de
14 rendement autorisé devrait le refléter. Ou, à tout le moins, la Régie devrait expliquer et quantifier
15 les facteurs qui, selon elle, compenseraient le risque d'entreprise plus élevé. Nous sommes
16 présentement dans le noir à ce sujet.

19 **DOSSIER TARIFAIRE 2000**

20
21 La Régie se rappellera que les tarifs de transport et de distribution ("tarifs TD") de 1999 étaient en
22 baisse de 0,1 % par rapport aux tarifs de l'exercice précédent. Il s'agissait d'une baisse de 1 million \$
23 et ce, malgré une hausse de 7,6 millions \$ des tarifs de TCPL et de Union Gas. La Société est à
24 nouveau frappée cette année par une hausse des tarifs de TCPL de 8,1 millions \$ cette fois. Cette
25 hausse des tarifs de TCPL s'est traduite par l'équivalent d'une hausse globale de 1,3 % des tarifs
26 TD de la Société, telle qu'autorisée par la décision D-99-170 de la Régie rendue le 23 septembre
27 dernier.

1 Si les tarifs de TCPL échappent en principe au contrôle de SCGM, l'impact de la température sur
2 les livraisons de gaz naturel dans le territoire desservi est encore plus clairement hors de notre
3 contrôle. Or on se rappellera qu'une température beaucoup plus chaude que la normale durant la
4 saison de chauffage 1997-1998 avait entraîné un manque à gagner de 29 millions \$, qui a été
5 enregistré dans un compte de frais reportés. À lui seul, l'amortissement de ce compte signifierait une
6 hausse de 9,3 millions \$ des tarifs TD. Comme les autres éléments s'annulent, par coïncidence, la
7 hausse effective est aussi de 9,3 millions \$.

8
9 Donc, n'eut été des tarifs de transport et de la température de l'exercice 1998, les tarifs TD de la
10 Société auraient été inchangés pour l'exercice 2000. En fait, en plus de la hausse de 1,3 % déjà
11 autorisée pour couvrir les coûts de transport, la Société doit demander une hausse de 1,4 % pour
12 couvrir les autres coûts, ce qui signifie une hausse totale de 17,4 millions \$, ou 2,7 %.

13
14 Je résume ci-après certains autres éléments-clés du dossier :

- 15
- 16 • La prévision 9/3 de l'exercice qui vient de se terminer montre des livraisons normalisées de
17 218,1 MMMpc, avec un niveau d'interruption de 1 MMMpc.
 - 18
 - 19 • Les hypothèses énergétiques retenues pour l'exercice 2000 montrent un prix du gaz naturel
20 (gaz de réseau et de compression) de 3,10 \$/GJ, et un prix de 19,00 \$ US/baril pour le pétrole
21 brut (WTI). Ceci laisse le prix du gaz naturel dans une situation défavorable par rapport aux prix
22 des produits pétroliers qu'il concurrence. De plus, l'écart favorable dont le gaz jouit par rapport
23 à l'électricité se rétrécit.
 - 24
 - 25 • Les livraisons normalisées prévues au cours de l'exercice 2000 sont de 209,0 MMMpc, soit
26 9,1 MMMpc de moins qu'en 1999, en raison des interruptions qui atteindraient 13,6 MMMpc à
27 température normale.

- 1 . Les livraisons aux marchés des petit et moyen débits continuent leur progression avec une
2 augmentation prévue de 2,7 MMMpc. Dans le marché de la grande entreprise, la demande
3 devrait croître de 0,8 MMMpc malgré la situation concurrentielle.
4
- 5 . Les nouveaux contrats de ventes à être conclus au cours de l'exercice totalisent 3,75 MMMpc
6 dans les marchés des petit et moyen débits et 0,25 MMMpc dans celui de la grande entreprise.
7
- 8 . Les investissements prévus sont de 91,6 millions \$, soit essentiellement le même niveau que
9 celui de 1999. Des augmentations sont prévues au chapitre de l'amélioration et de l'entretien
10 du réseau, ainsi que pour le développement informatique. Dans ce dernier cas, le budget prend
11 comme hypothèse que les analyses présentement en cours sur l'implantation d'un système de
12 gestion intégrée de l'information donneront des résultats concluants et que l'on procédera aux
13 investissements requis.
14
- 15 . La base de tarification connaîtra une hausse de 1,8 %, mais le bénéfice d'exploitation qui sera
16 généré par les nouveaux tarifs serait de 1,8 million \$ inférieur à celui de 1999 et ce, parce que
17 le coût en capital pondéré passe de 8,75 % à 8,47 %. Ce coût comprend une légère hausse
18 (0,08 %) du taux de rendement sur l'avoir présumé qui atteint 9,72 %, tel qu'établi selon la
19 formule d'ajustement automatique, et une baisse significative des frais financiers suite à un
20 refinancement.
21
- 22 . Finalement, le budget des dépenses d'exploitation a été revu de manière exhaustive afin
23 d'identifier les besoins en ressources. Dans sa décision tarifaire pour l'exercice 1999, la Régie
24 laissait entendre que la Société aurait dû justifier de façon plus détaillée son budget. Mes
25 collègues qui témoignent aussi dans la présente cause présenteront le détail d'un budget de
26 104,9 millions \$ au titre de dépenses d'exploitation.

1 • Quant à la stratégie tarifaire pour répartir les hausses décrites ci-haut, l'augmentation résultant
2 du transport a été appliquée uniformément en cents par mètre cube à chacun des tarifs. L'autre
3 augmentation a été répartie uniformément en pourcentage, la situation d'interfinancement étant
4 par conséquent inchangée. L'annexe D montre l'évolution des tarifs depuis l'exercice 1994,
5 avec l'augmentation proposée.

6
7 J'aimerais maintenant aborder des éléments qualitatifs du dossier tarifaire et faire le point sur
8 certaines orientations générales de la Société :

9
10 • Nos efforts, tant à l'interne qu'à l'externe, pour faire en sorte que le public soit rassuré sur le gaz
11 naturel n'auront de cesse que lorsque cette forme d'énergie sera aussi bien acceptée au
12 Québec qu'ailleurs. En effet, compte tenu de la situation concurrentielle au Québec, la sécurité
13 du produit doit être prise pour acquise par le marché potentiel.

14
15 • Au-delà d'un produit sécuritaire et concurrentiel, Gaz Métropolitain doit offrir un service de
16 qualité; c'est l'objectif du Défi Excellence. Conçu au cours du dernier exercice, il sera lancé au
17 cours du présent exercice. Par exemple, nous poursuivons l'amélioration des processus
18 d'affaires et visons, à terme, une accréditation ISO 9000. En ce qui a trait à notre gestion
19 environnementale, nous souhaitons obtenir éventuellement une accréditation ISO 14001, ce
20 qui serait une première chez les distributeurs canadiens.

21
22 • Toujours en matière d'environnement, la Société poursuit ses efforts pour que les
23 consommateurs d'énergie choisissent l'énergie la plus appropriée à leurs besoins et la
24 consomment de la manière la plus efficace possible. À cet effet, nous faisons valoir les
25 avantages du gaz naturel par rapport au mazout, y compris son impact sur les gaz à effet de
26 serre. Par rapport à l'électricité, Gaz Métropolitain signale deux choses. Premièrement, toute
27 l'électricité produite par Hydro-Québec semble trouver preneur. Il n'y a donc pas mévente parce
28 que le gaz naturel déplacerait de l'électricité. Deuxièmement, une partie de l'électricité produite
29 par Hydro-Québec provient maintenant d'une centrale thermique qui fonctionne au mazout lourd
30 et qui produit l'équivalent énergétique de dizaines de MMMpc de gaz naturel.

31
32 • Je veux aussi dire que nous voyons dans l'efficacité énergétique une avenue privilégiée pour

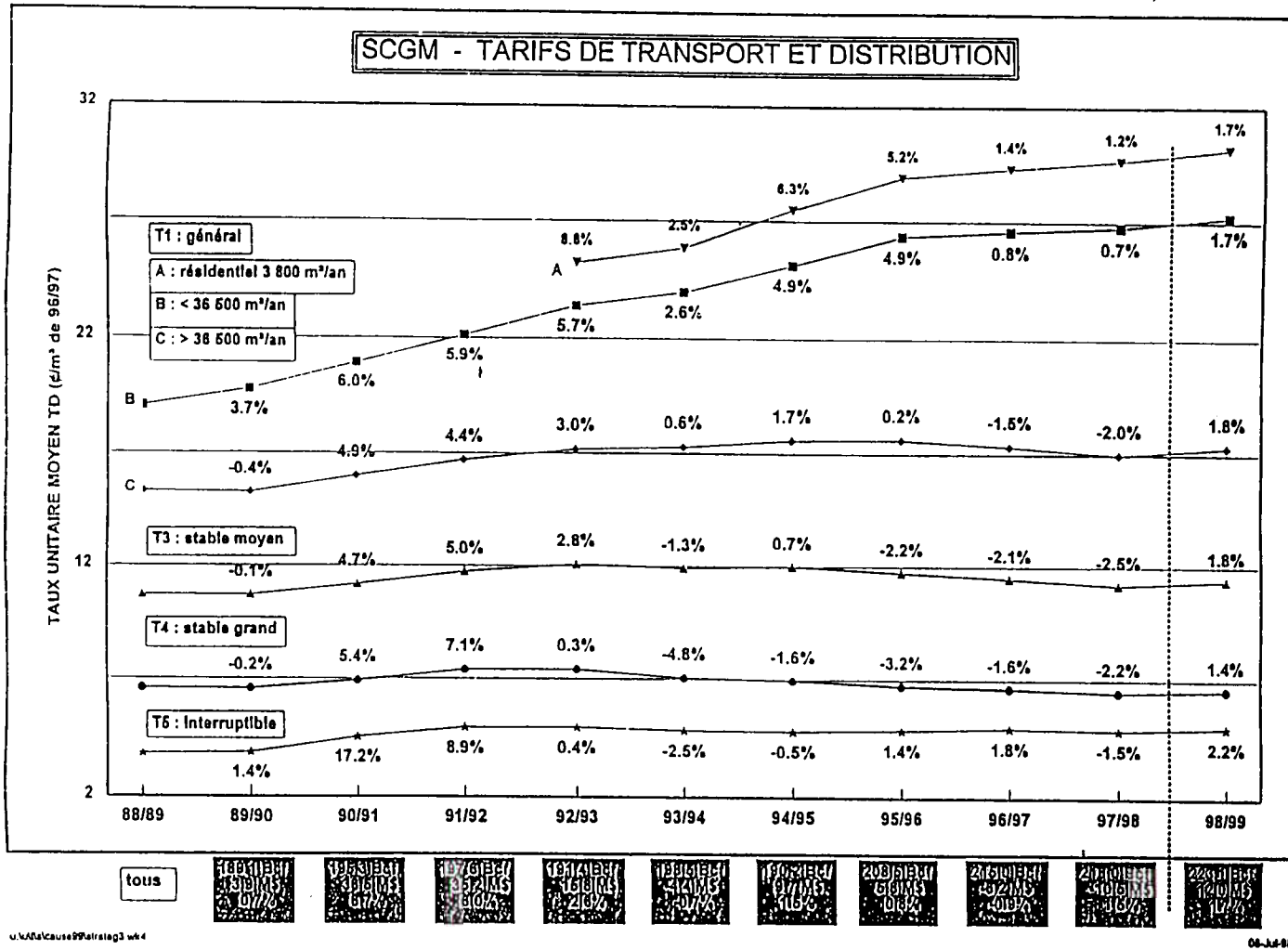
1 concilier notre objectif de rendre le gaz naturel plus compétitif, celui des clients de réduire leur
2 facture énergétique, ainsi que la protection de l'environnement. Ce n'est donc pas un hasard
3 si l'efficacité énergétique fait partie intégrante de notre politique environnementale. Nos
4 demandes financières reflètent aussi l'importance de notre engagement répété à cet égard.

5
6 • Sans négliger pour autant le marché commercial et institutionnel, comme le montre l'évolution
7 des livraisons au cours des dernières années, la Société poursuit avec détermination le
8 développement du marché résidentiel. Une équipe a été constituée à cette fin, l'objectif étant
9 de faciliter le processus d'acquisition de la clientèle. De plus, une offensive pour réduire de
10 façon significative les coûts de raccordement est en cours afin d'augmenter la rentabilité de ce
11 marché.

12
13 • Je conclus ce survol de certaines de nos orientations avec le projet de raccordement du
14 Québec au bassin gazier de l'Est canadien. Il me fait plaisir d'informer la Régie que le projet
15 n'a suscité à ce jour aucune controverse. Le projet est examiné en collaboration avec les
16 producteurs de l'Île-de-Sable et les représentants de Maritimes and Northeast dont le gazoduc
17 traverse une partie du Nouveau-Brunswick. Les parties souhaitent une mise en service en
18 2003, ce qui exige que les processus réglementaires soient entrepris dès l'été prochain.
19 Compte tenu de l'évolution des marchés du gaz naturel et du transport en Amérique du Nord,
20 le raccordement au bassin de l'Est est plus que jamais stratégique pour Gaz Métropolitain et
21 ses clients.

22
23 Voilà qui termine ma présentation du dossier tarifaire pour l'exercice 2000. Vous noterez à la lecture
24 du dossier que nous avons simplifié la présentation des différentes sections de notre demande
25 tarifaire, préparée toutefois avec la même rigueur et la même transparence.

1 Je profite de l'occasion pour indiquer à la Régie que c'est avec toute l'imagination et toute l'initiative
2 dont elle est capable que Gaz Métropolitain participera, avec les intervenants et la Régie, à la
3 recherche entreprise pour un encadrement réglementaire qui inciterait encore plus le distributeur au
4 dépassement quant à sa performance interne et à la satisfaction des besoins des clients. Nous
5 partageons l'objectif que le nouveau régime s'applique à l'exercice 2001.



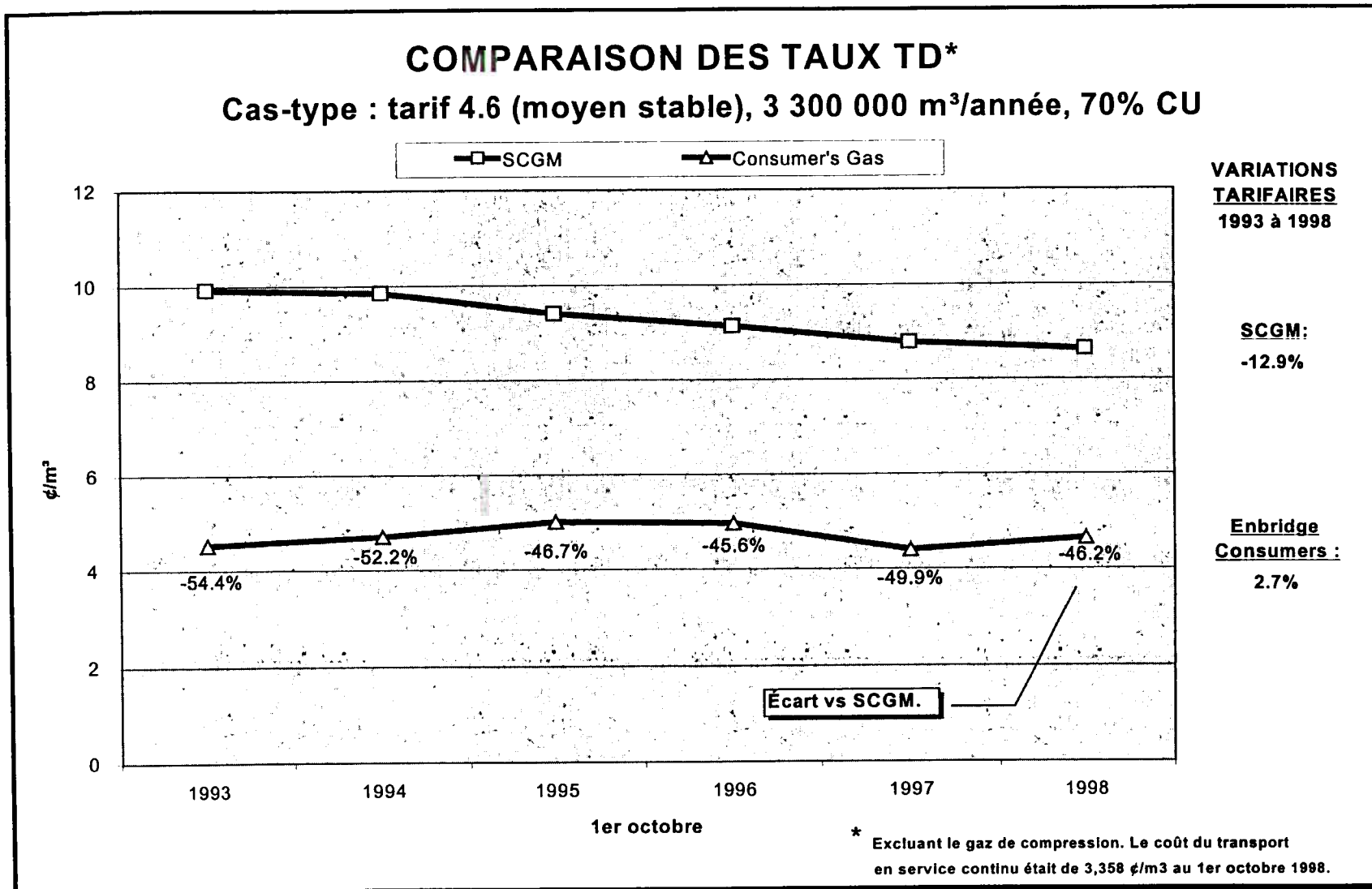
ANNEXE A

Original : 1998.07.31

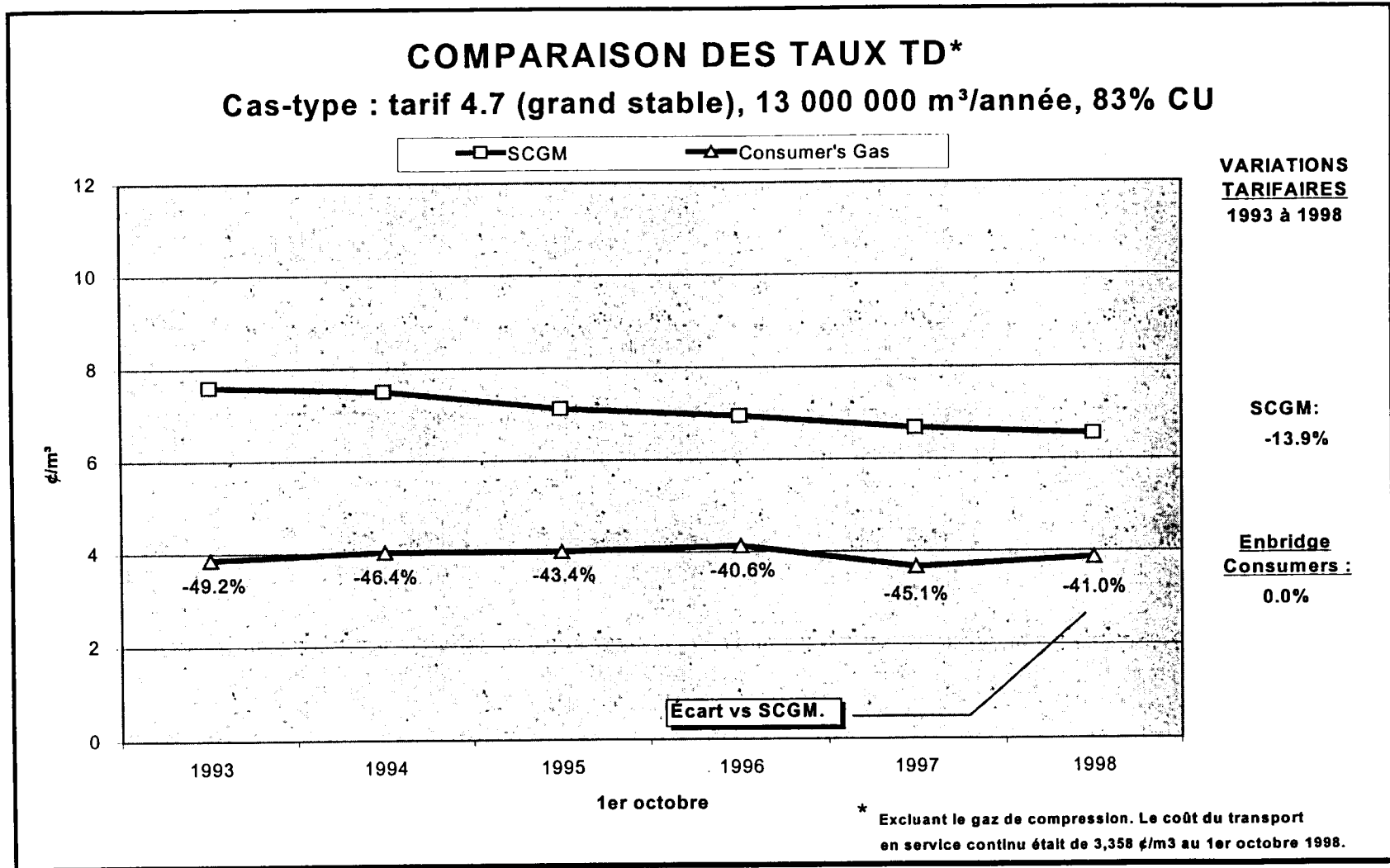
SCGM-15, Document 1.2 dj
Page 2 de 3

Original : 1999.10.15

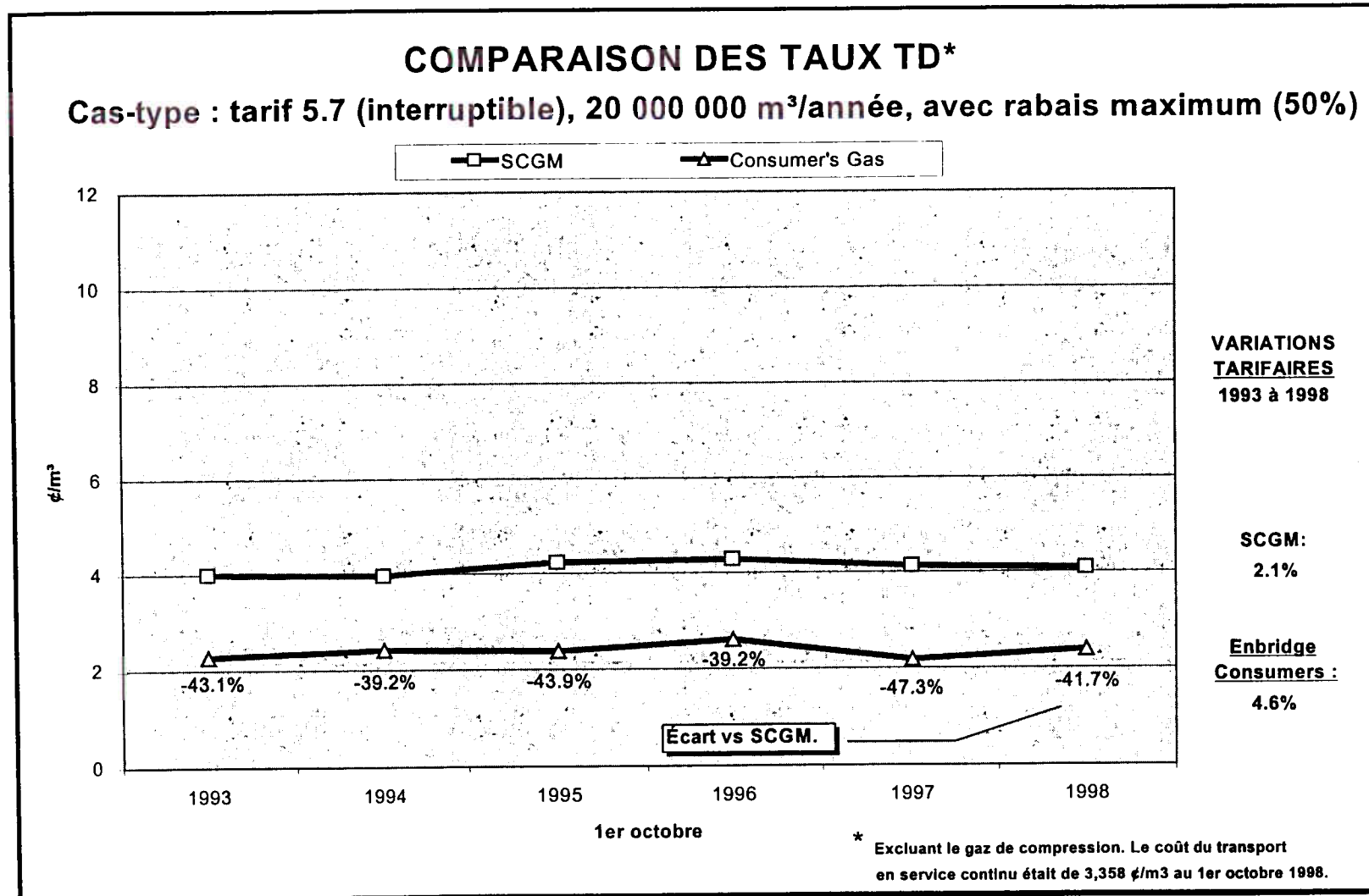
SCGM - 1, Document 1
Page 22 de 27



ANNEXE B-1



ANNEXE B-2



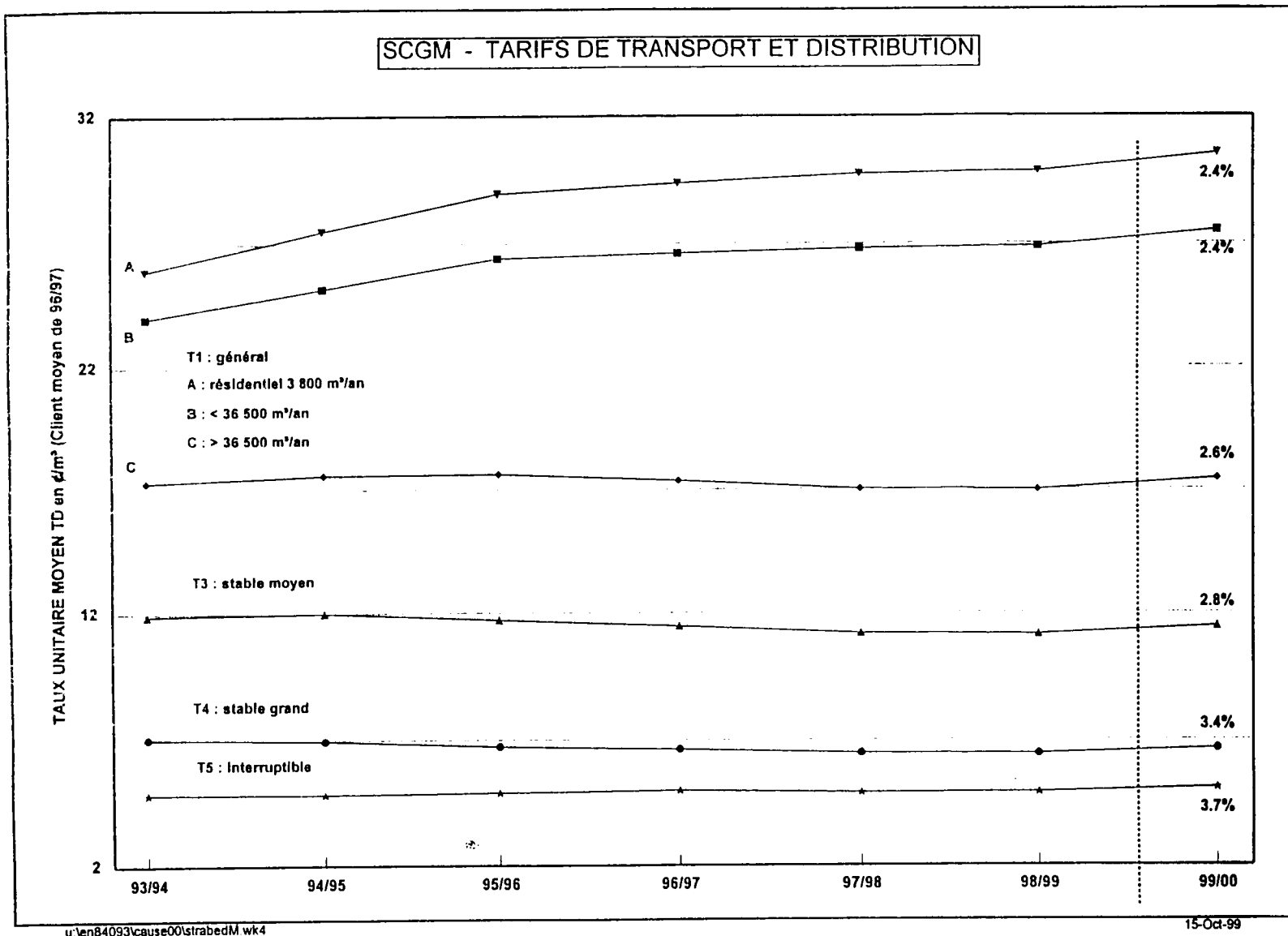
ANNEXE B-3

COMPARAISON DE LA PRIME DE RISQUE ACCORDÉE À SCGM AVEC CELLE DE L'ONE

		Taux de référence	Primes accordées	Primes ajustées en fonction du taux de référence de SCGM ¹	Écart de prime SCGM vs ONE
1996	SCGM	8,90 %	3,10 %		
	ONE (Mars 1995)	9,25 %	3,00 %	3,09 %	0,01 %
1997	SCGM	8,22 %	3,28 %		
	ONE (Mars 1995)	9,25 %	3,00 %	3,26 %	0,02 %
1998	SCGM	7,25 %	3,50 %		
	ONE (Mars 1995)	9,25 %	3,00 %	3,50 %	0,00 %
1999	SCGM	5,76 %	3,88 %		
	ONE (Mars 1995)	9,25 %	3,00 %	3,87 %	0,01 %

ANNEXE C

¹ Prime de risque ajustée pour refléter l'impact de la variation du taux de référence entre la décision de SCGM et la décision de l'ONE. On applique un facteur d'élasticité de 0,25 dans le sens inverse de l'évolution du taux de référence.



ANNEXE D